

Universidad de Matanzas
Facultad de Ciencias Técnicas
Departamento de Química



**Tesis presentada en opción al Título Académico de Máster en
Producciones más Limpia**

Título: Propuesta de soluciones tecnológicas a los problemas presentados en las calderas de vapor con el retorno del condensado y la recuperación de aguas tratadas.

Autor: Ing. Zoraime Méndez Santana

Matanzas, Cuba. 2020.

Universidad de Matanzas
Facultad de Ciencias Técnicas
Departamento de Química



**Tesis presentada en opción al Título Académico de Máster en
Producciones más Limpia**

Título: Propuesta de soluciones tecnológicas a los problemas presentados en las calderas de vapor con el retorno del condensado y la recuperación de aguas tratadas.

Autor: Ing. Zoraime Méndez Santana

Tutor: Dr.C. Jesús Luis Orozco

Tutor Consultor: Ing. Elina Pérez Moré

Matanzas, Cuba. 2020.

Pensamiento:

“No existe arma más potente que la convicción profunda y la idea clara
de lo que debe hacerse”

Fidel Castro Ruz

Página de Aceptación

Nota de Aceptación

Presidente del Tribunal

Tribunal

Tribunal

Evaluación

Fecha

Declaración de autoridad

Declaro ser la única autora de este Trabajo de Tesis de Maestría y autorizo a la Facultad de Ciencias Técnicas de la Universidad de Matanzas a que haga uso parcial o total del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Firma

Dedicatoria

A mi familia que me apoya en todo momento.

Agradecimientos

A la Revolución Cubana, por darme el privilegio de formarme profesionalmente.

A mis padres, por haberme guiado y apoyado siempre en los proyectos de mi vida.

A mi hija, por darme fuerzas para lograrlo.

A mi esposo por su consagración.

A toda mi pequeña y gran familia por ser especial y estar siempre a mi lado.

A mi tutor Dr.C. Jesús Luis Orozco que desde el primer momento aceptó ayudarme.

A los profesores Dr.C. Lourdes González Sáez y Dr.C. Jesús Luis Orozco por su dedicación y preocupación por llevar adelante este proyecto.

A los profesores de la facultad de Ciencias Técnicas por las excelentísimas clases que nos impartieron y poner a nuestra disposición sus conocimientos.

A mis compañeros de estudios con los que volví a vivir la magia del aula, los profesores, las tareas, los equipos, presentaciones y defensas.

A los técnicos del área de mantenimientos que han colaborado con la realización de este trabajo, especialmente al MSc. Lázaro Rodríguez Bolaño que ha aportado sus conocimientos y experiencias en todo momento.

Por último, no puedo dejar de mencionar a mi tutora consultora, la Ing. Elina Pérez Moré, quien incondicionalmente, con sencillez y modestia, me ha ayudado, no solo en la realización de la tesis, sino, en todos los proyectos o soluciones tecnológicas que la entidad ha requerido en todos estos años.

En fin a todos mis amigos y compañeros de trabajo que siempre me han apoyado.

A todos, muchas gracias por lograr este sueño.

Resumen

El presente proyecto de investigación tiene como objetivo realizar un análisis de la situación tecnológica que presentan las calderas de vapor de la Base de Crudo y Suministro, perteneciente a la Unidad Empresarial de Base División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas, con el fin de proponer modificaciones tecnológicas, instalación de equipos y nuevas capacidades de almacenamiento de agua tratada que permita solucionar los problemas que existen en la instalación que provocan averías y cuantiosas pérdidas de agua tratada, que afectan el proceso productivo, y así realizar las operaciones de la entidad con seguridad y eficiencia. Para ello se realiza un análisis bibliográfico de los contenidos científico-técnicos relacionados con el tema, así como un diagnóstico de la situación tecnológica del área objeto de análisis, basado en las experiencias acumuladas sobre diversos temas relacionados con el proceso de generación de vapor. Teniendo en cuenta los resultados del diagnóstico, se proponen modificaciones en el proceso e introducción de tecnologías para solucionar los problemas detectados. Como las soluciones propuestas requieren de inversiones, se realiza una evaluación económica de las propuestas, con el propósito de valorar la factibilidad de la inversión se calcula el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), su período de recuperación y su índice de rentabilidad. También se demostró que estas modificaciones tecnológicas generan un incremento de las ganancias de la Unidad Empresarial de Base de 1007142 \$/año.

Summary

The present investigation project has as its main objective to carry out an analysis of the current technological situation of the steam boilers in the Base of Crude Oil and Supply belonging to the Managerial Unit of Base Division Territorial of Commercialization of Fuels Matanzas, with the purpose of proposing technological modifications, installation of equipment and new capacities of storage of treated water that allows to solve the problems that exist in the installation that cause mishaps and considerable losses of treated water that affect the productive process, so that the operations of the entity can be carry out with security and efficiency. For this a bibliographical analysis of the scientific-technical contents related with the topic is carried out, as well as a diagnosis of the technological situation of the area object of analysis, based on the experiences accumulated on diverse topics related with the process of generation of steam. Keeping in mind the results of the diagnosis, modifications in the process and introduction of technologies to solve the detected problems are suggest. As the proposed solutions require of investments, an economic evaluation of the proposals is carry out, with the purpose of valuing the feasibility of the investment the net present value (VAN) is calculated, the evaluation interns in a tax return (TIR), its period of recovery and its index of profitability. It was also demonstrated that these technological modifications generate an increment of the earnings of the Managerial Unit of Base of 1007142 \$/year.

Índice

Introducción.....	1
Capítulo I: Análisis Bibliográfico	4
1.1 Sistema de generación y distribución de vapor.....	4
1.2 Componentes de los sistemas de vapor y condensados	5
1.3 Calidad del agua tratada en la generación de vapor.....	5
1.3.1 Características del agua	6
1.3.2 Propiedades del agua y su influencia en el trabajo de las calderas.....	7
1.3.3 Impurezas en el agua	8
1.3.3.1 Sólidos en suspensión.....	8
1.3.3.2 Sólidos disueltos.....	9
1.3.3.3 Gases disueltos	10
1.4 Régimen Químico	12
1.5 Tratamiento que se le realizan al agua de los generadores de vapor.....	14
1.5.1 Tratamiento externo.....	15
1.5.2 Tratamiento interno.....	15
1.6 Sistemas de vapor y condensados	16
1.6.1 Uso de condensados como agua de reposición	16
1.6.2 Dimensionado de tuberías de condensado.....	20
1.6.3 Contaminación de condensados y sus consecuencias.....	21
1.6.3.1 Corrosión	22
1.6.3.2 Incrustación	22
1.6.3.3 Ensuciamiento por contaminación	25
1.7 Mantenimientos a las calderas.....	26
1.7.1 Plan de mantenimiento anual	26

1.7.2 Mantenimiento preventivo	28
1.8 Conclusiones parciales del capítulo	28
Capítulo 2. Materiales y Métodos	29
2.1 Descripción del proceso de obtención de vapor en las calderas	30
2.2. Análisis fenomenológico a los equipos del proceso de generación de vapor de la caldera	32
2.3 Caracterización de los principales problemas presentados en las calderas de vapor en la UEB DTCCM	33
2.3.1 Contaminación del condensado de vapor que retorna a los tanques de las calderas para su reutilización	34
2.3.2 Pérdidas de grandes cantidades agua tratada debido a las inspecciones, mantenimientos y reparaciones en las calderas de vapor	35
2.4 Propuestas de soluciones tecnológicas a los problemas presentados en las calderas de vapor.....	35
2.4.1 Instalación de turbidímetros y válvula de tres vías en la línea de retorno de condensados en las calderas de vapor.....	35
2.4.1.1 Metodología para el cálculo de la presión del sistema y selección de manómetro	37
2.4.2 Instalación de tanque para el almacenamiento de agua tratada.....	37
2.4.2.1 Metodología para el cálculo del tanque que se necesita para el almacenamiento del agua tratada en las calderas de vapor	38
2.4.2.2 Metodología para el cálculo de la bomba que se necesita para el trasiego del agua tratada en las calderas.....	38
2.5 Evaluación técnica-económica de las modificaciones propuestas	43
2.5.1 Metodología empleada para la estimación de la inversión	43
2.5.2 Metodología de cálculo de los indicadores de factibilidad económica de la inversión.....	43

2.6 Conclusiones parciales del capítulo	46
Capítulo 3. Análisis de los Resultados	47
3.1 Resultados del diagnóstico de la situación actual	47
3.1.1 Falta equipo para detectar el condensado que retorna contaminado, y válvula de tres vías para desecharlo	47
3.1.2 Insuficiente capacidad de almacenamiento para recuperar el agua tratada proveniente de las calderas para realizar su vaciado	48
3.1.3 No existe un tanque de reserva para reparar o darle mantenimiento al tanque de 50 m ³ de agua tratada de las calderas	48
3.2 Solución a las propuestas de alternativas	48
3.2.1 Instalación de turbidímetros y válvula de tres vías en la línea de retorno de condensados en las calderas de vapor	48
3.2.1.1 Propuesta de instalación de manómetro para regular la presión de entrada del condensado de retorno a los tanques de alimentación de la caldera	49
3.3.2 Cálculo del tanque que se necesita para el almacenamiento del agua tratada en las calderas de vapor	50
3.3.3 Cálculo de la bomba que se necesita para el trasiego del agua tratada en las calderas	51
3.3 Evaluación económica de las modificaciones propuestas	55
3.3.1 Análisis de la factibilidad económica de la inversión	55
3.3.2 Análisis del efecto económico de las modificaciones propuestas	58
3.4 Conclusiones parciales del capítulo	60
Conclusiones	62
Recomendaciones	63
Bibliografía	64
Anexos	

Introducción

En el mundo han ocurrido una serie de transformaciones de forma paulatina, gracias al desarrollo que han alcanzado los países, la mayoría de los cuales, dependen de la Industria Petrolera, ya sea para la generación de la corriente eléctrica, el funcionamiento del transporte y otros disímiles usos.

Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos de explotación desarrollados para los petróleos convencionales, prometiendo desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera, por lo que muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado. (Ramírez, 2011)

El petróleo convencional representa sólo un 30%, aproximadamente, de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen. (Belani, 2010)

Cuba no está exenta del desarrollo mundial, ya que cuenta, con empresas capaces de refinar petróleo, extraer petróleo crudo nativo pesado, preparar sus mezclas y trasladarlas para su comercialización por vía terrestre y marítima.

En la provincia de Matanzas, se encuentra la Unidad Empresarial de Base División Territorial de Comercialización de Combustibles, la cual se encarga de la recepción, almacenamiento y comercialización del Petróleo Crudo y sus derivados; contando para ello con 4 muelles (Plataforma de tanqueros 1 (PT1), Plataforma de cabotaje 2 (PC 2), Plataforma de cabotaje 3 (PC 3) y Juan A. Morales Bayona), además de tener oleoductos capaces de trasladar el combustible a diferentes consumidores.

En el caso del petróleo crudo nativo y del petróleo combustible, son líquidos muy viscosos y para su manipulación, es necesario su calentamiento, el cual se logra, con generadores de vapor.

La Unidad Empresarial de Base cuenta con dos calderas pirotubulares de tres pasos de humos, modelo UMISA SMS-40, que generan 16 t/h de vapor, este se traslada por las líneas hasta las diferentes áreas, llegando hasta los intercambiadores de calor y los serpentines de los tanques de almacenamiento de combustibles, por lo que es muy importante mantenerlos trabajando eficientemente.

En los últimos años han ocurrido averías en las calderas de vapor provocadas por contaminación del condensado con combustibles proveniente de los diferentes consumidores de vapor, trayendo como consecuencias afectaciones prolongadas en el proceso productivo y cuantiosos gastos para su reparación, asociado a estas averías, se presenta el problema de falta de capacidad para el vaciado del agua de las calderas para inspección de las mismas y diagnosticar en tiempo breve el daño para definir el alcance de la reparación, también es necesario el vaciado para limpiezas, inspecciones y mantenimientos planificados.

Debido a lo anteriormente expuesto es necesario proponer instalaciones de equipos, nuevas capacidades de almacenamiento de agua y modificaciones tecnológicas para evitar averías y pérdidas cuantiosas de agua tratada. Para ello se plantea el siguiente problema científico.

Problema Científico:

¿Cómo lograr que no se incorpore a la caldera el condensado contaminado proveniente de las áreas operacionales y cómo evitar la pérdida de grandes volúmenes de agua tratada?

Para dar solución a estos problemas, se elabora la siguiente hipótesis:

Hipótesis:

Realizando un análisis integral de la situación existente en las calderas de vapor se propone instalaciones de equipos, nuevas capacidades de almacenamiento de agua tratada, y modificaciones tecnológicas necesarias, que permitan el correcto funcionamiento de las calderas de vapor, asegurando así el proceso productivo.

Para dar validez a la hipótesis planteada, se propone como objetivo general:

Objetivo General:

Proponer modificaciones tecnológicas necesarias que permitan la generación de vapor con menor riesgo y mayor eficiencia.

Para dar cumplimiento al objetivo general propuesto, se trazan los siguientes objetivos específicos:

Objetivos Específicos:

1. Realizar un análisis de la bibliografía existente sobre el tema.
2. Realizar la caracterización tecnológica del proceso.
3. Efectuar un diagnóstico de la situación existente en las calderas.
4. Proponer modificaciones tecnológicas para solucionar los problemas existentes.
5. Realizar un análisis técnico-económico de las propuestas de modificaciones.

Capítulo I: Análisis Bibliográfico

1.1 Sistema de generación y distribución de vapor

En la actualidad los sistemas de generación y distribución de vapor tienen diferentes aplicaciones, como la generación de energía mecánica y eléctrica, como agente de calentamiento en servicios comerciales e industriales y como materia prima en determinados procesos que lo necesiten, entre otros. (Valverde, 2005)

Es importante prestarles atención a los sistemas de generación de vapor en las industrias, la mayor parte de las mejoras están en la operación y mantenimiento del sistema de distribución y consumo. En estas áreas normalmente se tienen fugas y equipos funcionando de forma inadecuada, donde la aplicación de la P+L asegura que este vapor sea eficientemente utilizado. (Serrano, *et al.*, 2006)

Hoy en día las calderas constituyen un elemento esencial en el funcionamiento de prácticamente todas las empresas industriales al proporcionar la potencia o el calor necesario para el proceso, dependiendo sus resultados productivos y económicos en gran medida de la confiabilidad, seguridad y eficiencia con que operen las calderas. (Borroto; Rubio, 2007)

En un sistema de generación de vapor el elemento central lo constituye la caldera o generador de vapor, el cual tiene la función de transferir su energía en forma de calor al agua, producto de la combustión de la sustancia combustible para que esta se convierta en vapor. (Vela, 2005)

El generador de vapor está constituido por un conjunto de superficies de calentamiento y equipos, integrados en un esquema tecnológico para generar y entregar vapor. El objetivo principal de la generación de vapor es producir este a una presión mayor a la atmosférica, de manera de aprovechar la energía que posee en tales condiciones y cubrir las necesidades de la fábrica. El calor necesario para evaporar el agua proviene de la energía liberada en el proceso de oxidación de un combustible. Dicha liberación de energía se manifiesta en forma

de calor (calor de combustión) y se transfiere al agua por mecanismos de radiación, convección y conducción. (Golato, *et al.*, 2008)

1.2 Componentes de los sistemas de vapor y condensados

Los principales componentes de los sistemas de vapor y condensados son:

- Caldera o generador de vapor.
- Líneas de transferencia de vapor.
- Trampas de vapor.

Las pérdidas en estos sistemas están dadas fundamentalmente por:

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

El control de estas pérdidas son importantes para que la eficiencia energética del sistema de vapor y las oportunidades de ahorro de energía y reducción de costos en ella sean generalmente económicas. (Equipo técnico del centro de producción más limpia de Nicaragua, 2009)

1.3 Calidad del agua tratada en la generación de vapor

Uno de los fines principales del consumo de agua, a nivel industrial, es su uso como elemento de transferencia de calor en procesos de calentamiento.

La forma tradicional de suministrar energía calorífica a diversas zonas de un complejo industrial, es la generación de vapor mediante el uso de calderas de diversos tipos. (Kohan, 2000)

El tratamiento del agua de una caldera de vapor es fundamental para evitar problemas como corrosión, formación de incrustaciones, depósitos, y arrastre de condensado. Estos problemas están relacionados con las impurezas y contaminantes contenidas en el agua, como gases disueltos, sales y minerales. (González. *et al.*, 2000; Mathur, 2011)

Mejía y Orozco, (2008) muestran que el tratamiento inadecuado del agua de caldera es responsable de un 30% de las fallas en calderas pirotubulares. Como consecuencia, uno de los objetivos primordiales en la generación de vapor con calderas es asegurar la calidad del agua de alimentación y del agua contenida en la caldera, logrando de esta forma tres beneficios principales: maximizar la vida útil del sistema de generación y distribución de vapor, reducir los costos de mantenimiento y mantener una eficiencia térmica óptima.

Salvo cuando el vapor se utiliza como materia prima para un proceso, en el resto de los casos el vapor actúa como un transportador de energía, trasladando una parte de la energía química liberada en la combustión del combustible desde el generador de vapor hasta los diferentes equipos de la instalación. (Borroto; Rubio, 2007)

1.3.1 Características del agua

Si el agua que se utiliza con fines industriales se ajustara al término de “agua pura”, no haría falta ningún tipo de tratamiento de agua. Desafortunadamente, todas las aguas naturales contienen diferentes impurezas, materia disuelta o en suspensión, las cuales se hace necesario eliminar parcial o totalmente, a fin de que el agua se pueda utilizar en los procesos industriales.

Las principales impurezas de las aguas naturales se pueden clasificar en tres grupos:

1. Materias disueltas (cationes y aniones).
2. Materias en suspensión (no iónicas).
3. Gases disueltos.

En el primer grupo encontramos las sales de calcio, magnesio y sodio. En el segundo grupo tenemos cualquier elemento que causa turbidez en el agua, por lo general algún tipo de lodo. En el tercer grupo está el oxígeno, el bióxido de carbono y el amoníaco.

Las clases de agua corrientemente utilizadas con fines industriales, son las aguas superficiales (lagos y ríos) y las aguas subterráneas (pozos). Estas dos clases de agua pueden ser muy diferentes en cuanto a la proporción y cantidad de impurezas presentes. Las aguas superficiales son por lo general más altas en sólidos en suspensión y más bajas en sólidos disueltos que las aguas de pozo.

El sistema de tratamiento requerido para eliminar o disminuir impurezas se escogerá basado en las características del agua que se va a utilizar, debiendo también tomar en cuenta las condiciones de operación de cada caso en particular. (Vapensa, 2008)

1.3.2 Propiedades del agua y su influencia en el trabajo de las calderas

El agua utilizada en las operaciones de las calderas tiene una serie de propiedades que son de gran importancia para el funcionamiento correcto de las mismas, y el control de ellas es fundamental para cumplir con las especificaciones requeridas. Dichas propiedades son:

pH: El control de pH es importante para mantener las condiciones deseables del agua en un área específica. En general, se puede decir que un agua con un pH bajo (menor de 7,0) es más corrosiva que una que tiene un pH alto (mayor de 7,0). Sin embargo, conforme aumenta el pH de un agua, mayor es la tendencia para formar incrustaciones. Por lo tanto, un cambio de pH, ya sea para abajo o hacia arriba del pH recomendado para un sistema en particular, puede causar problemas.

Alcalinidad: La alcalinidad en el agua de pozo está dada por los minerales disueltos en ella. Compuestos de calcio y magnesio en forma de bicarbonatos son los principales contribuyentes.

Por lo general se acepta considerar la alcalinidad como efecto de la presencia de iones bicarbonato, carbonato de hidroxilo. La alcalinidad hidróxida (OH), se encuentra solamente cuando el pH del agua es superior a 10,3 por lo tanto, no se encuentra en el agua de pozo. El contenido de alcalinidad

excesivamente alta en el agua de alimentación de calderas, no es muy deseable, ya que esto provocará la presencia de alta cantidad de dióxido de carbono (CO_2) en el vapor. El dióxido de carbono provoca corrosión en las tuberías de vapor y condensado. La alcalinidad de un agua de caldera deberá ser suficientemente alta para proteger el metal de la corrosión ácida, sin ser tan excesivamente alta una condición de arrastre en el vapor provocado por la formación de espuma.

Se muestra como un incremento en la alcalinidad resulta en un incremento también del pH.

Conductividad: La conductancia de una determinada muestra de agua, es una medida de capacidad para conducir una corriente eléctrica.

La prueba o determinación de conductividad no mide la presencia de ningún ión (átomo o grupo de átomos que llevan una carga eléctrica) en particular sino más bien una medida de la concentración total de iones. Por esta razón, la conductividad del agua de la caldera se utiliza como un método de control de purga, ya que da una idea aproximada de la totalidad de sólidos disueltos. La conductividad es una indicación de la cantidad de sólidos disueltos presentes. (Vapensa, 2008)

1.3.3 Impurezas en el agua

Es imposible encontrar agua completamente pura, ya que siempre contiene algunas impurezas. En función de la aplicación que se le quiera dar al agua, se definen los parámetros máximos permitidos, y de esta manera el tipo de tratamiento que se la dará. De acuerdo al tamaño de la partícula los compuestos y elementos presentes en el agua se clasifican como: Sólidos en suspensión, sólidos disueltos o gases disueltos.

1.3.3.1 Sólidos en suspensión

Los sólidos en suspensión es la cantidad de material presente en un agua, que puede eliminarse por medio de la filtración. La turbidez es una medida de la obstrucción óptica que se opone al paso de una fuente de luz a través de una

muestra de agua. La turbidez puede interpretarse como una falta de claridad o brillo en un agua, pero no se debe confundir con color. Una muestra de agua puede tener color oscuro y no tener turbidez. La turbidez es provocada por la presencia de materiales en suspensión, los cuales se encuentran en partículas muy finas. Arcilla, ciertos lodos muy finos, materia orgánica y otros materiales similares, se mantienen en suspensión y causan turbidez. Para fines industriales, la turbidez del agua a emplear deberá tener muy poca o ninguna turbidez. Esto es particularmente importante en el agua de alimentación de calderas. La turbidez, que es causada por partículas pequeñas en suspensión, se encontrará en el agua de caldera y se decantará como lodo sobre los tubos de la caldera. Lo mismo sucede cuando el agua que se ocupa en sistemas de enfriamiento tiene turbidez. Los sólidos en suspensión se depositan sobre los intercambiadores de calor provocando recalentamiento y propiciando corrosión debajo de los depósitos.

1.3.3.2 Sólidos disueltos

Conforme estas partículas sólidas se van disolviendo en el agua, ellos se ionizan se convierten en átomos con cargas eléctricas. Como vimos anteriormente, los compuestos inorgánicos se separan (disocian) en partículas cargadas positiva y negativamente llamadas iones. Estos materiales disueltos no son retenidos por los filtros, no importa el fino que éste sea. Un sólido en suspensión puede eliminarse mecánicamente por filtración, mientras que un sólido disuelto no se puede eliminar mecánicamente. Los sólidos disueltos en aguas de pozos y ríos incluyen sílice, hierro, calcio, magnesio, cloruros, sodio, sulfato y muchos otros elementos. A continuación, se discuten algunos sólidos disueltos en particular y su relación con tratamiento de agua.

a) Dureza: La presencia de sales de calcio y magnesio en un agua, la acredita como agua “dura” y su grado de dureza será directamente proporcional a la cantidad de calcio y magnesio presentes. El término de que si es suave o dura es relativo. El término dureza proviene de la dificultad para formar espuma de jabón con aguas que tienen un alto contenido de calcio y magnesio. Un sistema de generación de vapor requiere que haya muy poca dureza en el agua, ya que el

calcio y el magnesio formarán incrustaciones una vez dentro de la caldera. La incrustación se forma porque la temperatura del agua se ha elevado hasta un punto en que la dureza ya no es soluble y se precipita, se convierte en un sólido en suspensión y se deposita sobre la superficie de los tubos. Estos depósitos ocasionan pérdidas de energía por su capacidad aislante y en áreas críticas de la caldera, pueden causar rupturas debido a recalentamiento del metal. Los suavizadores de intercambio iónico pueden producir agua con niveles de menos de 1 ppm de dureza.

b) Sílice: La sílice se puede encontrar en el agua en diferentes formas, puede aparecer como sílice disuelta, en partículas en suspensión y como partícula coloidal (sumamente pequeña) en suspensión. La arena es el componente silíceo más común y generalmente se piensa en la sílice como un sólido en suspensión, sin embargo, cierta cantidad de sílice se disuelve en el agua y la sílice disuelta no se puede eliminar con los procesos simples de clarificación y filtración. La presencia de sílice resulta bastante indeseable en el agua de alimentación de calderas, ya que si no se observan los límites de control recomendados, la sílice puede formar una incrustación muy densa y dura que provoca serias pérdidas de eficiencia por una deficiente transferencia de calor.

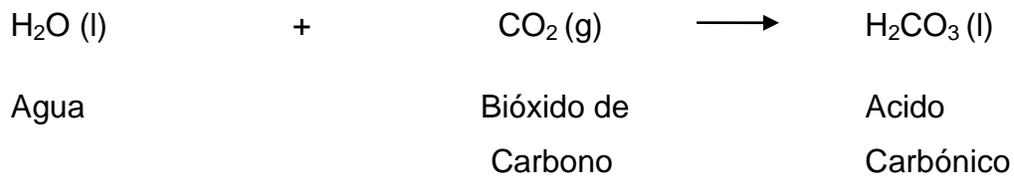
c) Hierro: La presencia de hierro en el agua se puede deber a una alta concentración del mineral en el suelo de donde proviene el agua, y también se puede deber a corrosión en las líneas de tubería, incluyendo el vapor condensado que se retorna a la caldera. Los productos de corrosión de las tuberías de condensado, pueden llegar a la caldera y formar incrustaciones o depósitos capaces de reducir la eficiencia hasta causar rupturas de tubos en una caldera.

1.3.3.3 Gases disueltos

Los gases, al igual que materiales sólidos, tienen la capacidad de disolverse en agua. Los dos gases más comunes en lo que a nosotros concierne con el bióxido de carbono y el oxígeno.

a) Bióxido de carbono: El Bióxido de carbono, CO₂ existe disuelto en el agua tanto en forma libre como formando compuestos como los iones carbonato y bicarbonato. Por lo general, las aguas superficiales contienen menos de 10 ppm de CO₂ libre. Sin embargo, las aguas de pozo profundo pueden contener en muchos casos 100 o más ppm de CO₂ libre.

El principal daño que puede provocar el CO₂ es corrosión, especialmente en tuberías de condensado. El gas, CO₂ se ioniza en agua, provocando la formación de ácido carbónico el cual es corrosivo. La reacción química es la siguiente:



El bajo pH de la solución en que se lleva a cabo esta reacción, favorece el efecto corrosivo de otro gas, el oxígeno.

b) Oxígeno: A la temperatura ambiente, el oxígeno no contribuye significativamente a la corrosividad del agua. Sin embargo, a altas temperaturas como en un sistema de generación de vapor, él oxígeno sí es altamente corrosivo. La corrosión por oxígeno en áreas de alta temperatura, aparece como perforaciones profundas, las cuales pueden fácilmente provocar la ruptura de un tubo. La eliminación del oxígeno presente en agua de alimentación de calderas se lleva a cabo por medios mecánicos con un desaerador el cual alimenta el agua con vapor que reduce el contenido de oxígeno disuelto en el agua a un nivel que puede ser tan bajo como 10 ppb (0,01 ppm). Como a un nivel tan bajo de oxígeno podría provocar corrosión en un momento dado, se deben agregar químicos para la eliminación total del oxígeno disuelto. (Vapensa, 2008)

1.4 Régimen Químico

El aseguramiento de la calidad del agua de alimentación y agua de la caldera se consigue cumpliendo con los requerimientos de las normas, que definen los límites recomendados para los parámetros involucrados en el tratamiento del agua. El objetivo principal del tratamiento de agua es evitar problemas de corrosión e incrustaciones, asegurando la calidad del agua de alimentación y del agua contenida en la caldera. (Oelker, 2015)

Para controlar los parámetros descritos en el epígrafe 1.3 en la instalación existe una carta tecnológica donde se establecen cada uno de los parámetros que son fundamentales para el buen funcionamiento del equipo, así como los rangos de trabajo, la cual se muestra a continuación en las tablas 1.1.

Tabla 1.1 Carta tecnológica para el control del régimen químico

PARAMETROS A DETERMINAR													
Agua de Caldera													
Hierro (Fe)	Alcalinidad Total	Sulfito (SO ₃)	Fosfato (PO ₄)	Sílice (SiO ₂)	Conductividad	PH							
0,4 mg/L Máximo	1000 mg CaCO ₃ /L Máximo	1,5 - 20 mg /L	1,5 - 20 mg/L	300 mg/L Máximo	7000 µs/cm	9,5 - 12							
Condensado						Agua Suavizada							
Dureza Total	PH	Conduc-tividad	Dureza Total										
			A	B									
0	7,5 – 8,5	15 µs/cm	Dureza Total = 0 Condición Normal	Dureza T. hasta 5 mg CaCO ₃ /L Régimen Anormal, B no más de 4 h									
FRECUENCIA ANALÍTICA													
	PH	Cond.	Alc. P	Alc. M	SO ₃	PO ₄	Cloru-ro	Dur. Total	Dur. Ca	Dur. Mg	SO ₄	Mat. org.	Fe
Agua Cald.	1/D	1/D	1/D	1/D	1/D	1/D	1/D	1/D	—	—	—	—	1/M
Agua Cond.	1/D	1/D	—	—	—	—	—	1/D	—	—	—	—	—
Agua Suav.	1/D	1/D	—	—	—	—	—	1/D	—	—	—	—	—
Agua Alim.	1/D	1/D	1/D	1/D	—	—	1/D	1/D	—	—	—	—	1/M
Agua Cruda	1/M	1/M	1/M	1/M	—	—	1/M	1/M	1/M	1/M	1/M	1/M	—

Leyenda: D (día), M (mes)

Fuente: INEL, 2000; Programa específico de inspección y ensayo, 2019.

El control de los parámetros se hará mediante la extracción continua, que consiste en una purga del agua de la caldera, que se regula a diferentes % de acuerdo a los resultados del laboratorio. Las extracciones periódicas o de fondo se realizarán cuando algunos de los parámetros superen el valor normado, la misma se realizará: 3 extracciones de fondo a intervalo de 3 segundo cada una.

El régimen químico será en base a la dosificación de sulfito de sodio, fosfato disódico y una amina, en dosis que permitan lograr los parámetros definidos en esta Carta tecnológica. (INEL, 2000; Programa Específico de Inspección y Ensayo, 2019).

1.5 Tratamiento que se le realizan al agua de los generadores de vapor.

El sistema de tratamiento requerido para eliminar o disminuir impurezas se escogerá basado en las características del agua que se va a utilizar, debiendo también tomar en cuenta las condiciones de operación de cada caso en particular. (Vapensa, 2008)

Es de suma importancia que el agua destinada a la alimentación de las calderas reciba un correcto tratamiento, con el fin de evitar problemas en la estructura interna, a los que están sujetas las calderas durante su operación continua, como lo son formación de espuma, arrastre de vapor, incrustaciones, diferentes tipos de corrosión o "*pitting*", presencia de lodos, fragilidad cáustica y uno de los parámetros que más importancia tiene para cualquier empresa, debido a la presencia de los diversos contaminantes, es que se genera una baja en la transferencia de calor, esto implica la utilización de una mayor cantidad de combustible por los equipos, lo que finalmente tiene como consecuencia pérdidas económicas. (Ortiz; Tavera, 2013)

Se dispondrá de una instalación adecuada para el tratamiento de agua de la caldera, de utilizar condensados de vapor se verificará que no arrastren materias grasas o lubricantes como consecuencia de su paso por determinadas instalaciones. (Valtev-Umisa SA, 2001)

1.5.1 Tratamiento externo

Es el tratamiento del agua para cierta aplicación antes de que la misma llegue al punto de utilización.

En términos generales, el propósito del tratamiento externo es reducir la dureza del agua causada por la presencia de calcio y magnesio, eliminar el oxígeno disuelto y los sólidos en suspensión (turbidez). La cantidad y tipo de equipo a emplearse, variará de acuerdo con la aplicación del agua y con las características de la misma. Clarificadores, filtros, ablandadores y desaeradores, son piezas esenciales en el tratamiento externo.

1.5.2 Tratamiento interno

El tratamiento del agua en su punto de utilización, es particularmente importante en sistemas de calderas (generación de vapor) en los cuales el agua de alimentación debería ser siempre de una calidad estable.

En sistemas de calderas, el tratamiento interno tiene como propósito evitar la formación de incrustaciones, contrarrestar la acción corrosiva del agua y mantener la pureza del vapor. Parte muy importante del tratamiento interno son los controles de operación que se establecen para mantener la constancia del trabajo diario sin interrupciones.

La mayoría de los sistemas de dosificación de productos químicos se hace en forma continua por medio de bombas de control manual. Los análisis que se hacen regularmente, sientan las bases para efectuar variaciones, ya sea en la concentración de la solución o si la bomba lo permite, variar el caudal de descarga.

Los secuestrantes de oxígeno, como el Vapen 260s deberán de dosificarse en el almacenamiento de agua desaerada que tiene el desaerador. La idea es dosificarlo antes de la caldera para que haya suficiente tiempo de reacción y, además, para proteger la bomba y tuberías que llevan el agua de la caldera.

Los fosfatos como el Vapen 250s son por lo general dosificados directamente a la caldera. Los dispersantes Vapen 230 y soda cáustica, cuando esta se requiere, y las aminas neutralizantes, se pueden dosificar a la caldera o a la línea de alimentación antes de entrar a la caldera.

La adición de los productos químicos del tratamiento está gobernada por los análisis de las aguas de caldera que toda planta debe hacer por lo menos una vez por día. (Vapensa, 2008)

1.6 Sistemas de vapor y condensados

El vapor es utilizado de forma general como fuente de calor o para generar potencia mecánica. En las plantas térmicas el vapor se expande en una turbina, su energía es transformada en potencia mecánica, y esta a su vez en potencia eléctrica. En los procesos industriales el vapor es utilizado como fuente de calor para múltiples aplicaciones. En los sistemas de energía total, o esquemas de cogeneración, el vapor se utiliza para la producción combinada o secuencial de energía eléctrica y térmica, lo cual incrementa la eficiencia global del sistema. (Barajas, 2005)

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. (Ovando, 2007)

1.6.1 Uso de condensados como agua de reposición

El condensado es el resultado de la reducción de temperatura causada por la eliminación del calor latente de evaporación. Es un producto secundario de la transferencia de calor en un sistema de vapor. Se forma en el sistema de distribución debido a la inevitable existencia de radiación. También se forma en equipos de calentamiento y de proceso debido a la transferencia de calor del vapor. (Bloom; Company, 2003)

En los últimos años el sistema de condensado se ha transformado mediante la conciencia energética y la percepción medioambiental. En la actualidad este se ha convertido en un recurso muy valioso de la distribución de vapor, debido que el cierre del circuito de calentador/vapor/condensado mediante la recuperación del condensado caliente permite aprovechar las valiosas unidades térmicas que de otra forma se perderían. De todas las opciones para ahorrar energía en un sistema de suministro de vapor, la recuperación del condensado es la opción principal. Esta 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 a la caldera en forma de calor sensible. (Ministerio de Energía y Minas, 2004)

Los sistemas de recuperación del condensado ayudan a reducir tres costos tangibles de la producción de vapor:

- ✓ Costos de combustible y energía.
- ✓ Recuperación del agua de la caldera y tratamiento de aguas residuales.
- ✓ Tratamiento químico del agua de la caldera.

El desechar o botar este condensado es pérdida de recursos financieros, mala práctica técnica y medioambiental. Una de las acciones principales para mejorar la eficiencia energética, es aprovechar la energía contenida en el condensado, haciéndolo retornar al sistema de la caldera. El condensado además de contener energía térmica, es básicamente agua destilada, siendo ideal su uso como agua de alimentación a la caldera. Integrar más condensado al estanque de alimentación de la caldera reduce la necesidad de purgas y por lo tanto disminuye la pérdida de energía en las calderas. (Ovando, 2007)

El sistema de recuperación de condensado debe permitir el monitoreo y la no recuperación del condensado contaminado en los equipos de proceso, para evitar la alteración del régimen químico del agua en las calderas y los daños asociados a ello. La conductividad y el pH, entre otros parámetros son utilizados al efecto. (CONAE, 2004)

El aprovechamiento del condensado caliente es todavía más interesante en plantas modernas que no tienen economizador, puesto que cuanto más próxima de la temperatura de vaporización esté el agua de alimentación, menos calor debe aportarse en la caldera para la producción de vapor. De hecho, aproximadamente por cada 6°C de aumento en la temperatura del agua de alimentación se puede pensar en ahorrar 1% de combustible de la caldera. Hay algunas excepciones, en general asociadas a emplazamientos de gran extensión, donde debido a los costos de instalación o a la imposibilidad de recuperar calor útil, el condensado no es devuelto a la sala de calderas. Si esta actitud es justificada o no, depende de cada caso, pero siempre se puede sacar partido de la recuperación del condensado. (Espinoza, 2005)

Una razón para no devolver el condensado a la sala de calderas puede ser la posibilidad de que esté contaminado. Como alternativa, el calor puede ser recuperado pasando el condensado por un intercambiador de calor. En este caso el valor del calor recuperado casi siempre compensa el costo del intercambiador. Algunas veces, como sucede en las refinerías, donde hay posibilidad de contaminación por hidrocarburos, el condensado pasa por un detector que puede dar la alarma adecuada. Este tipo de instrumentación es caro y solo se justifica si se recuperan grandes cantidades condensados procedentes de diversos puntos considerados fuentes de posible contaminación. (Marín, 2009)

Un problema que se presenta con frecuencia es la insuficiente capacidad de este sistema, ocasionado por no considerar el flujo de revaporizado o vapor flash conjuntamente con el condensado, ni el efecto de las fallas en las trampas de vapor sobre el flujo de vapor por estas tuberías de retorno de condensado.

Los contaminantes que regresan en el condensado son usualmente hierro y cobre, procedentes de la corrosión de las tuberías, y en menor cantidad sustancias orgánicas cuyo origen es debido al contacto del vapor en las unidades del proceso. (González, *et al.*, 2000)

En muchos sistemas existen equipos de uso final que trabajan a diferentes presiones. En estos casos el condensado de los equipos que trabajan a mayor presión entra a las trampas como líquido saturado a una relativamente alta presión, y sale de ellas a menor presión. En las trampas ocurre un proceso de estrangulamiento, un proceso a entalpía constante, de modo que la entalpía con que sale el condensado es superior a la entalpía del líquido saturado a la presión reducida. Esto provoca que una parte del condensado se evapore espontáneamente, o sea, un “*flasheo*” de parte del condensado a vapor de baja presión. El condensado restante queda como líquido saturado a la presión reducida. El vapor flash producido puede ser utilizado en equipos que trabajen a menor presión, logrando un mejor aprovechamiento de la energía del condensado y una reducción del consumo de combustible en las calderas. (Borroto; Rubio, 2007)

En la mayor parte de instalaciones solo se aprovecha el calor latente de vaporización, con lo que el condensado resultante contiene alrededor del 25% del calor aportado en la caldera. (Este porcentaje lógicamente varía en función de la presión y de la temperatura inicial del agua). Además, en muchos casos el agua ha sido tratada químicamente para evitar o reducir la formación de cascarilla en los tubos de la caldera, tratamiento que raras veces hay que repetir, si bien puede ser necesario corregir el pH. Para aprovechar el calor contenido en el condensado y por el hecho de utilizar agua ya tratada químicamente es por lo que conviene devolver al tanque de alimentación el condensado que se genera en la planta. (MINAL, 1988)

En algunos casos, el aprovechamiento de condensados demasiado caliente puede generar problemas por cavitación en la bomba de alimentación. Estos problemas pueden ser superados si se prevé una altura (presión) de aspiración suficiente. Esta altura depende de la temperatura del agua y del tipo de bomba. Para una bomba sencilla de pistón de altura mínima necesaria para evitar la cavitación, altura válida para cualquier tipo de bomba, si bien en algunos casos se puede reducir previa consulta al fabricante de la bomba. Si no es práctico colocar el

tanque de alimentación a una considerable altura, se puede utilizar una bomba Spirax-sarco para llenar un tanque de presurización. En algunos casos, la caldera lleva economizador, el retorno de todo el condensado puede representar que tengamos agua a una temperatura superior a la requerida por dicho economizador. En estos casos puede ser útil la recuperación directa de parte del calor del condensado revaporizándolo, lo cual representa siempre un ahorro importante en la planta. (MINAL, 1989)

1.6.2 Dimensionado de tuberías de condensado

Habitualmente se trata simplemente de conectar todas las descargas de las purgas y purgadores a una tubería común. De vez en cuando se van dando recomendaciones a cerca de la capacidad de las líneas de condensados y no siempre coinciden las opiniones relativas a dimensiones. Es comprensible debido a que las condiciones varían mucho, solo para tener en cuenta el revaporizado se deberían tomar valores distintos para cambio de presión/temperatura. (MINAL, 1989)

Hay que considerar tres estadios en el funcionamiento de una planta:

- En el arranque hay que descargar algo de aire a la línea de retorno a través del purgador.
- A continuación, llegará una cantidad de condensado frío. Puesto que toda la instalación está fría, el vapor condensa rápidamente, con lo que durante este período la cantidad de condensado puede ser igual a dos o tres veces la tasa normal. La pérdida de presión en la planta, por esta misma razón será considerable. Así, durante este período hay gran cantidad de condensado, poca o nula formación de revaporizado y pequeña presión diferencial a través de los purgadores. Este último hecho es importante porque muestra lo indeseable que puede ser tener una contrapresión alta en la línea de retorno de condensado.

- Cuando la planta toma temperatura, la cantidad de condensado se reduce a los valores del régimen, pero al aproximarse su temperatura al vapor saturado, se forma el revaporizado en la descarga.

Si se dimensionan las tuberías para la cantidad de condensado del período de arranque, tienen la capacidad adecuada para transportar condensado y revaporizado en las condiciones del régimen. Si no se conocen las condiciones de carga del arranque, es prudente doblar las cantidades que se tienen en marcha normal. Nunca deben considerarse cantidades menores y en caso de duda es preferible tomar un margen de seguridad en sentido creciente. (MINAL, 1989)

La experiencia indica que se deben diseñar las tuberías de retorno de condensado como si se tratarán de tuberías de agua con el caudal correspondiente a dos veces el de régimen, de esta forma serán capaz de transportar el condensado y revaporizado de régimen sin ningún problema. La velocidad máxima que puede tener el condensado es de 20,11 m/s, con la finalidad de que la mezcla condensado-revaporizado circule sin presiones excesivas y sin deterioro en la tubería. (Herrera, 2009)

Debe seleccionarse el tamaño correcto de la tubería para transportar la cantidad de vapor requerida a la presión requerida. Si la tubería es demasiado pequeña, habrá una caída de presión muy grande y aumentará la velocidad, resultando una falta de presión en el equipo de vapor, y posiblemente, ruido y erosión en la tubería. Si la tubería es demasiado grande, la instalación será innecesariamente cara, y las pérdidas de calor serán mayores de lo que deberían ser. Las tuberías de vapor deben dimensionarse de manera que tanto la caída de presión como la velocidad a lo largo de ellas, esté dentro de unos límites aceptables. (Pinelo, 2006)

1.6.3 Contaminación de condensados y sus consecuencias

Los problemas más frecuentes presentados en calderas pueden dividirse en dos grandes grupos: problemas de corrosión y problemas de incrustación y, aunque menos frecuente, suelen presentarse ocasionalmente, problemas de ensuciamiento u contaminación. (Vapensa, 2008)

A continuación, se describirá brevemente las principales características de los ítems mencionados anteriormente:

1.6.3.1 Corrosión

Para que ésta aparezca, es necesario que exista presencia de agua en forma líquida, el vapor seco con presencia de oxígeno, no es corrosivo, pero los condensados formados en un sistema de esta naturaleza son muy corrosivos.

En las líneas de vapor y condensado, se produce el ataque corrosivo más intenso en las zonas donde se acumula agua condensada. La corrosión que produce el oxígeno, suele ser severa, debido a la entrada de aire al sistema, a bajo valor de pH, el bióxido de carbono abarca por si mismo los metales del sistema y acelera la velocidad de la corrosión del oxígeno disuelto cuando se encuentra presente en el oxígeno. (Vapensa, 2008)

El oxígeno disuelto ataca las tuberías de acero al carbono formando montículos o tubérculos, bajo los cuales se encuentra una cavidad o celda de corrosión activa: esto suele tener una coloración negra, formada por un óxido ferroso- férrico hidratado.

Otra forma frecuente de corrosión, suele ser por una reacción electroquímica, en la que una corriente circula, debido a una diferencia de potencial existente en la superficie metálica. Los metales se disuelven en el área de más bajo potencial, para dar iones y liberar electrones. (Vapensa, 2008)

1.6.3.2 Incrustación

El origen de las mismas está dado por las sales presentes en las aguas de aporte a los generadores de vapor, las incrustaciones formadas son inconvenientes debido a que poseen una conductividad térmica muy baja y se forman con mucha rapidez en los puntos de mayor transferencia de temperatura como se puede observar en la figura 1.1.



Figura 1.1. Incrustaciones en los tubos de las calderas pirotubulares.

Fuente: Vapensa, 2017.

En el caso de que estas incrustaciones no sean removidas, se corre el riesgo de dañar la caldera y obstruir las líneas de purga de fondo, con lo que el problema puede ser aun más grave.

Por esto, las calderas incrustadas requieren un mayor gradiente térmico entre el agua y la pared metálica que las calderas con las paredes limpias como se observa en la figura 1.2.

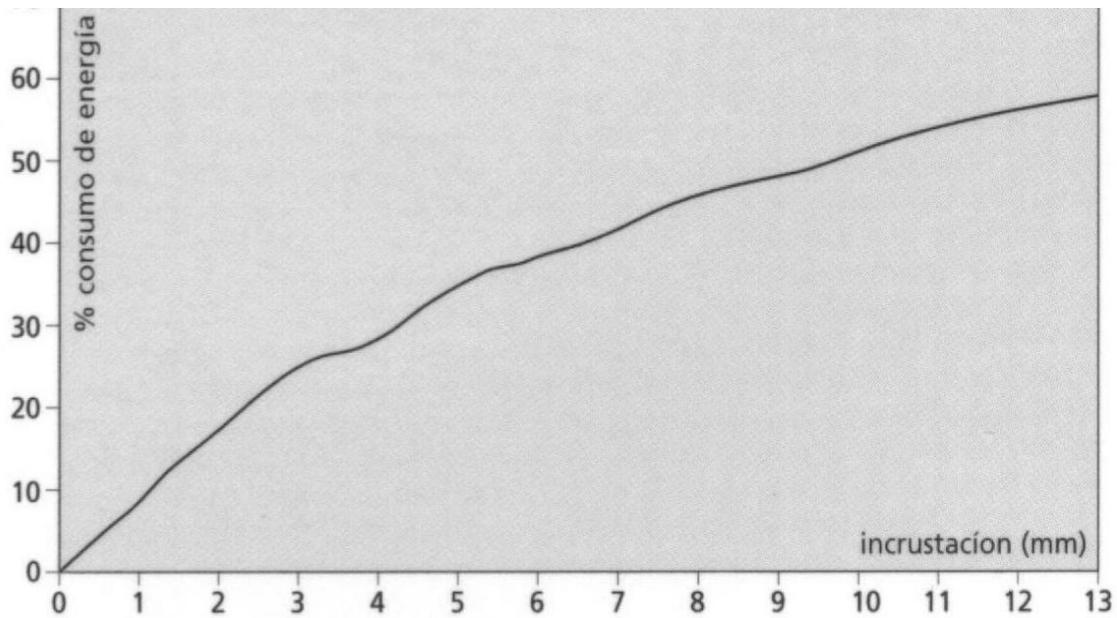


Figura 1.2. Gráfico de consumo de energía contra espesor de las incrustaciones.
Fuente: Vapensa, 2017.

Otro tema importante que debe ser considerado, es la falla de los tubos, ocasionadas por sobrecalentamientos debido a la presencia de depósitos, lo que, dada su naturaleza, aíslan el metal del agua que los rodea pudiendo así sobrevenir desgarros o roturas en los tubos de la unidad con los perjuicios que ello ocasiona.

Las sustancias formadoras de incrustaciones son principalmente el carbonato de calcio, hidróxido de magnesio, sulfato de calcio y sílice, esto se debe a la baja solubilidad que presentan estas sales y algunas de ellas como es el caso del sulfato de calcio, decrece con el aumento de la temperatura. Estas incrustaciones forman depósitos duros muy adherentes, difíciles de remover, algunas de las causas más frecuentes de este fenómeno son las siguientes: excesiva concentración de sales en el interior de la unidad, el vapor o condensado tienen algún tipo de contaminación, transporte de productos de corrosión a zonas favorables para su precipitación, aplicación inapropiada de productos químicos. (Vapensa, 2008)

1.6.3.3 Ensuciamiento por contaminación

Se consideran en este rubro como contaminante, distintas grasas, aceites y algunos hidrocarburos, ya que este tipo de contaminación son las más frecuentes vistas en la industria.

Dependiendo de la cantidad y característica de los contaminantes existentes en el agua de aporte a caldera, la misma generará en su interior depósitos, formación de espuma con su consecuente arrastre de agua concentrada de caldera a la línea de vapor y condensado, siendo la misma causante de la formación de incrustaciones y depósitos en la sección post-caldera.

(Vapensa, 2008)

La formación de espuma, suele ocurrir por dos mecanismos, uno de ellos es el aumento del tenor de sólidos disueltos en el interior de la unidad, los que sobrepasan los límites aceptados de trabajo, la presencia de algunos tipos de grasas y/o aceites (como ácidos orgánicos) producen una saponificación de las mismas dada la alcalinidad, temperatura y presión existentes en el interior de la caldera.

La contaminación por hidrocarburos agrega a lo visto la formación de una película aislante dificultando la transferencia térmica entre los tubos y el agua del interior de la unidad, agravándose esto con las características adherentes de esta película que facilita y promueve la formación de incrustaciones y la formación de corrosión bajo depósito, proceso que generalmente sigue al de formación de depósitos sobre las partes metálicas de una caldera. (Vapensa, 2008)

Luego de un tiempo, las características físicas de la película formada cambian debido a la acción de la temperatura que reciben a través de las paredes metálicas del sistema, lo que hace que el mismo sufra un endurecimiento y coquificación, siendo este difícil de remover por procedimientos químicos simples. (Ángel, 2005)

1.7 Mantenimientos a las calderas

Como todo equipo industrial las calderas requieren mantenimiento e inspecciones periódicas para asegurar su correcto, seguro y eficiente funcionamiento. Si bien no se presentan problemas a menudo todos sabemos que las calderas son máquinas que comprometen la continuidad de la producción en muchas industrias y que una puesta fuera de servicio tiene un alto costo, no solo el dinero que debe pagarse sino también por lo que se deja de producir. Es por esto que acercamos un plan de mantenimiento anual en el que verán tareas de inspección de significativa importancia para detectar preventivamente la mayoría de las averías. (A. y F. Fontanet, 2012).

1.7.1 Plan de mantenimiento anual

El plan de mantenimiento anual debe incluir las siguientes tareas:

- Inspección interna del cuerpo de presión, placas, hogar y haz tubular para controlar la formación de incrustaciones o corrosión de los materiales constructivos. Es importante que se tomen fotografías del estado para tener un registro histórico de la caldera. En muchas oportunidades es importante tener esta información para volver a una condición anterior favorable.
- Hidrolavado de lodos depositados en el fondo del cuerpo en caso de que existieran.
- Cambio de juntas de puertas de inspección, instalar siempre materiales de junta nuevos y revisar asientos de tapas.
- Medición de espesores de chapa en placas, hogar y cuerpo cilíndrico por ultrasonido, registrar también estos valores. Puede resultar necesario recalcular la presión de trabajo máxima si están reducidos estos espesores.
- Desarmado de elementos de seguridad por bajo nivel. En el caso de los controles de nivel electromagnéticos revisar flotantes, botellones, verificar

juego en mecanismos, controlar la integridad de las ampollas de mercurio y controlar que la aislación de los cables no se encuentre deteriorada. Para los electrodos las tareas son de limpieza partes en contacto con el agua, verificación de alineación, aislación y sellos.

- Prueba hidráulica del equipo a presión de trabajo. Se realiza para verificar que no existan fugas previas al mantenimiento o bien posteriores (juntas de puertas de inspección, bridas, roscas, etc). Mantener presurizado el recipiente durante 15 min es suficiente.
- Verificación de apertura de válvulas de seguridad a la presión regulada. Si es posible, retirarlas para su timbrado en banco de pruebas.
- Inspección del estado de refractarios en quemador o fondos secos. Rellenar grietas si existieran o reemplazar las piezas dañadas con los materiales adecuados y teniendo en cuenta los tiempos de fragüe.
- Verificación del estado interno del quemador y limpieza del mismo. Verificar el estado de cables y fichas de conexión.
- Simulación de condiciones de falla del quemador.
- Puesta en marcha del equipo donde se comprobará el funcionamiento de los elementos de control y seguridad.
- Prueba de presostatos de seguridad eliminando eléctricamente al de corte normal.
- Hacer mantenimiento de la pintura de la caldera y accesorios.
- Análisis de gases y regulación de combustión. Mediante este proceso se determinará el porcentaje de los siguientes gases: O₂, CO₂ y CO. Además se medirá la temperatura de los gases en la chimenea y el rendimiento térmico de la caldera.

- Elaboración de un informe técnico con los resultados obtenidos en la medición de eficiencia de combustión y sobre el estado general del equipo, manteniendo un historial. (A. y F. Fontanet, 2012).

1.7.2 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo que forma parte de los requisitos de seguridad para la operación de las calderas dada las disposiciones necesarias para el mantenimiento en su estado seguro de funcionamiento donde las mismas tienen que limpiarse por las partes que se encuentren en contacto con el agua, el vapor y por la parte de fuego con una frecuencia que estará en dependencia de la regulaciones de operación. La entidad explotadora está en la obligación de realizar la inspección interior en las calderas de vapor, después de cada limpieza de las superficies interiores o reparación de sus elementos, y no menos de una vez al año. (Norma Cubana 19-03-20, 1984)

1.8 Conclusiones parciales del capítulo

- La recuperación de condensados es de vital importancia, aprovechando su energía térmica se reduce el consumo de combustible en calderas y las emisiones de gases indeseables a la atmosfera, así como el agua tratada.
- Garantizando la calidad del agua tratada, disminuyendo su consumo y mejorando su aprovechamiento, se disminuyen los gastos operacionales.
- El control del régimen químico garantiza un trabajo del equipo con seguridad y eficiencia.
- Con el incremento del nivel de actividad en la industria del petróleo, se hace necesario introducir nuevas medidas, incluyendo tecnologías que hagan una entidad más eficiente y enfocada al cuidado del medio ambiente.

Capítulo 2. Materiales y Métodos

En el presente capítulo se realiza, una descripción del área objeto de estudio para una mejor comprensión de los análisis y cálculos a realizar. Se exponen también los principales problemas en las calderas de vapor en la Unidad Empresarial de Base División Territorial de Comercialización de Combustibles de Matanzas (UEB DTCCM) y las propuestas de modificaciones tecnológicas necesarias para solucionar dichos problemas y garantizar calidad en la generación de vapor. Se describen además las diferentes metodologías de cálculo empleadas para la evaluación de bombas y tanque de almacenamiento de agua para las nuevas condiciones de operación, así como la evaluación de la instalación de nuevos equipos de control. También, se plantean las metodologías de cálculo empleadas para realizar la evaluación económica de las modificaciones propuestas. En el siguiente diagrama de bloque se muestra la metodología a seguir en este capítulo.

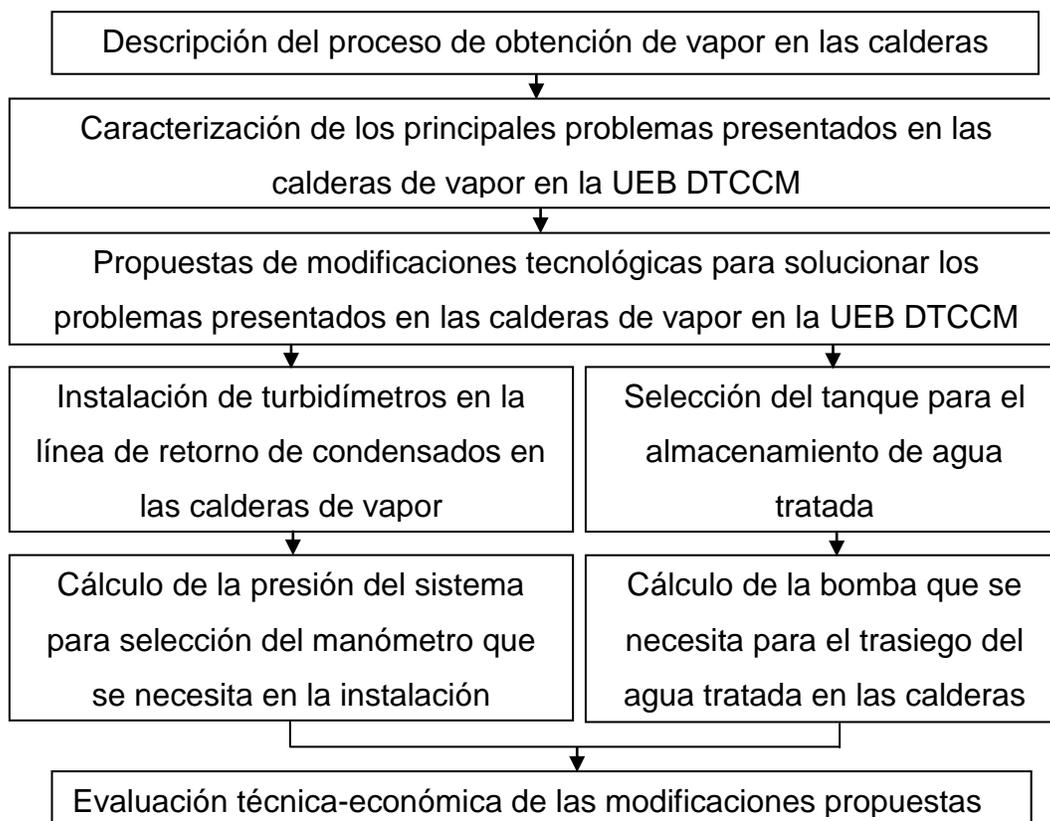


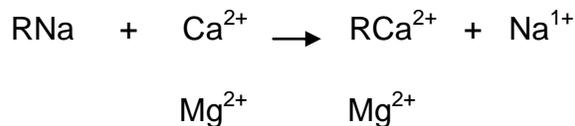
Figura. 2.1. Diagrama de bloque de la metodología empleada.

Fuente: Elaboración propia

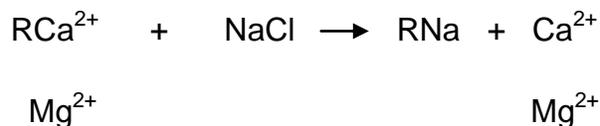
2.1 Descripción del proceso de obtención de vapor en las calderas

La UEB División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas recepciona, almacena y entrega los diferentes hidrocarburos de la Unión Cuba-Petróleo, para el calentamiento de los combustibles de alta viscosidad cuenta con dos calderas de vapor que generan 16 t/h del tipo pirotubulares como se muestra en los anexos 1 y 2, sus datos técnicos se reflejan en el anexo 3. Este vapor es empleado en 6 intercambiadores de calor y en los serpentines de calentamiento de 14 tanques de almacenamiento de combustibles pesados para facilitar su manipulación. (Ficha de Proceso, 2019)

Para la generación de vapor, las calderas requieren agua suavizada que se obtiene del agua cruda, esta es bombeada desde una cisterna hasta los suavizadores, en estos ocurre el proceso de tratamiento de agua mediante intercambio iónico pues cada suavizador contiene una resina de intercambio iónico ciclo sódico (de Na), el agua cruda intercambia con la resina (Wofatit SBW) los iones calcio (Ca) y magnesio (Mg) por el catión Sodio (Na).



Cuando la resina se agota, es necesario regenerarla haciéndole pasar una corriente de Cloruro de sodio (NaCl) en una solución al 10%, ocurriendo entonces el proceso inverso como se muestra en la figura 2.2 y 2.3. (Vapensa, 2008)



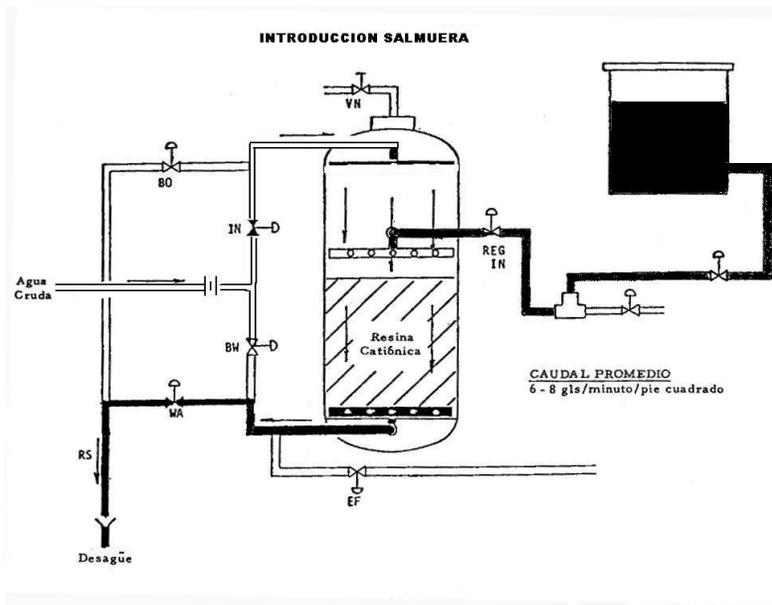


Figura 2.2. Introducción de la Salmuera en el suavizador.

Fuente: Vapensa, 2017.

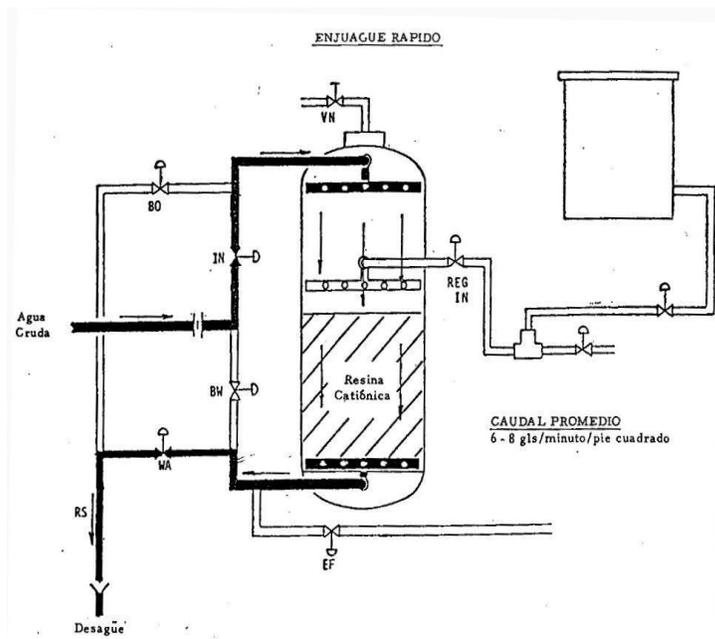


Figura 2.3. Enjuague rápido después de introducir la salmuera en el suavizador.

Fuente: Vapensa, 2017.

El agua que sale del suavizador tiene una dureza de 0 (contenido de Calcio y Magnesio) y es almacenada en un tanque de agua tratada, mediante una bomba

con control automático se envía el agua a un tanque de alimentación que suministra el agua directamente a la caldera junto con esa agua se adicionan productos químicos antincrustantes y anticorrosivos (Vapen 220 y Vapen 300) cuya función es regular los parámetros del agua de la caldera. (Bueno, 2009)

Existe a su vez el suministro de petróleo combustible a las calderas como se muestra en el anexo 4, que recibe de los tanques de almacenamiento de la Terminal 320, pasando previamente por un intercambiador de calor y se almacena en tanques cilíndricos horizontales ubicados en el área exterior de las calderas, de ahí se bombea a un tanque interior (tanque nodriza) provisto de serpentines para entregar directamente a la misma, pasando por un precalentador que eleva la temperatura del combustible de 110°C a 120°C.

En el quemador de la caldera ocurre la combustión del petróleo en presencia del oxígeno suministrado por un ventilador convirtiéndose la energía química contenida en el combustible en energía calorífica al quemarse éste. Esta energía se transmite a través de las paredes del hogar de la caldera hasta el agua que contiene. Mediante la adición de dicha energía calorífica, la temperatura del agua aumenta hasta alcanzar el punto de saturación, en el que hierve y se convierte en vapor. (Spirax-sarco, 2017)

El vapor es utilizado por los distintos consumidores de la UEB y retorna el condensado a tanques colectores que alimentan al tanque de alimentación interna de la caldera. (Ruiz C, 2005)

2.2. Análisis fenomenológico a los equipos del proceso de generación de vapor de la caldera

1. Cisterna: No hay operación unitaria. Su función es almacenar el agua.
2. Suavizadores: Ocurre fenómeno químico de intercambio iónico.
3. Tanque de agua tratada: No hay operación unitaria. Su función es almacenar el agua.

4. Alimentación de la caldera: Ocurre reacción química por la dosificación de aditivos químicos como sulfito que es para eliminar el oxígeno disuelto y el fosfato que es para eliminar los restos de Ca y Mg, que pueden quedar en el agua.

5. Tanque de almacenamiento de petróleo: No hay operación unitaria. Su función es almacenar el combustible.

6. Intercambiador de calor: Ocurre el fenómeno físico de transferencia de calor por el intercambio de calor entre el petróleo combustible y el vapor con un aumento de temperatura hasta 70°C.

7. Tanque de almacenamiento de petróleo combustible: No hay operación unitaria.

8. Tanque de alimentación de combustible: Hay fenómeno físico pues aumenta la temperatura (por serpentines) hasta 80°C.

9. Precalentador: Ocurre fenómeno físico, pues aumenta la temperatura de 110°C a 120°C.

10. Caldera: Ocurre reacciones químicas y físicas.

Fenómeno químico: Hay, combustión del petróleo combustible.

Petróleo + Oxígeno Gases de combustión.

Fenómeno físico: Hay, calentamiento del agua (de 80°C a 100°C) = Calor sensible.

Hay cambio de estado del agua (de líquido a vapor) = Calor latente.

11. Consumidores de Vapor: Intercambiadores del área 1-1, intercambiadores del área 2-1 y serpentines de tanques 38, 37, 30, 29, 28, 27,15, 8 y 6.

2.3 Caracterización de los principales problemas presentados en las calderas de vapor en la UEB DTCCM

En los comités técnicos que se realizan en la UEB donde participan los expertos de las Áreas de Operaciones, Mantenimiento y Técnica, se analizan las

afectaciones al proceso que han ocurrido en las calderas de vapor, se han analizado las causas y condiciones y los problemas identificados son los que se relacionan a continuación:

1. Contaminación del condensado de vapor que retorna a los tanques de las calderas para su reutilización.
2. Pérdidas de grandes cantidades agua tratada debido a las inspecciones, mantenimientos y reparaciones en las calderas de vapor.

2.3.1 Contaminación del condensado de vapor que retorna a los tanques de las calderas para su reutilización

La recuperación del condensado puede suponer un ahorro entre el 35 y el 50% de la energía necesaria para la producción de vapor, por lo que resulta imprescindible en cualquier industria su optimización y reutilización. En todas las líneas y equipos de vapor siempre existe condensación debido al gradiente térmico existente entre las paredes interiores de la conducción, en contacto con el vapor, y las paredes exteriores, que están a temperatura ambiente (con o sin aislamiento). Mediante la instalación de un sistema de recuperación de condensados no sólo se recupera la masa de agua tratada, sino también la energía térmica que contiene. (Martínez, 2009)

Debido a la averías y errores tecnológicos que se presentan en los serpentines de calentamiento en los tanques y en los intercambiadores de calor utilizados para el calentamiento del petróleo crudo y petróleo combustible, se contamina el condensado del vapor con estos combustibles pesados, cuando estos llegan a los tanques de alimentación de agua de las calderas provocan daños cuantiosos en las calderas de vapor y por consiguiente afectan todo el proceso de calentamiento, por lo que se hace necesario detectar la carga contaminante y eliminarla antes de su incorporación en el proceso productivo.

2.3.2 Pérdidas de grandes cantidades agua tratada debido a las inspecciones, mantenimientos y reparaciones en las calderas de vapor

Las calderas generadoras de vapor tienen un plan de inspección, mantenimiento y reparación que son de estricto cumplimiento para su buen funcionamiento, para esto es necesario dejarlas fuera de servicio. Para realizar estos trabajos es necesario el vaciado de 38 m³ del agua tratada que contienen cada una de las calderas para su trabajo, actualmente estas aguas tratadas no tienen un destino final adecuado para su eliminación o su almacenamiento, provocando inundaciones en el área y una pérdida importante del agua y el tratamiento a que fue sometida. También esta situación se presenta ante roturas o averías en las calderas que en muchos casos se requiere eliminarle el agua para su investigación y solución.

2.4 Propuestas de soluciones tecnológicas a los problemas presentados en las calderas de vapor

Después de un profundo análisis en varios comités técnicos, donde participan los técnicos y especialistas de experiencia de la UEB de las diferentes áreas (anexo 5), se llegó al acuerdo que las soluciones a corto plazo de los problemas que se presentan son las que a continuación se relacionan.

1. Instalación de turbidímetros y válvula de tres vías en la línea de retorno de condensados en las calderas de vapor.
2. Instalación de tanque para el almacenamiento de agua tratada.

2.4.1 Instalación de turbidímetros y válvula de tres vías en la línea de retorno de condensados en las calderas de vapor

El condensado que se genera de la utilización del vapor en los diferentes consumidores al entrar en contacto con superficies frías, es necesario recuperarlos para reincorporarlos a la caldera y aprovechar su energía calorífica, disminuir el consumo de agua y productos químicos en los tratamientos.

En ocasiones por averías o errores tecnológicos este condensado se contamina con combustibles de alta viscosidad, por lo que se necesita detectar y eliminar la carga contaminante que retorna de las diferentes áreas operacionales, por lo que se propone la instalación de turbidímetros, estos son instrumentos que detectan partículas en suspensión en líquidos, estableciendo una correlación entre turbidez y sólidos suspendidos.

Para la instalación de los turbidímetros se proponen cambios tecnológicos en los tanques separadores de condensado, en el área existen 4 tanques separadores donde se receptiona el condensado, pero trabajan solo 2, lo que se propone es trabajar con los 4, instalando dos turbidímetros, garantizando mayor confiabilidad en las operaciones. Las ventajas de estos instrumentos es que se instalan con sensor y válvula de 3 vías para desviar el flujo de condensado ante la presencia de contaminación, evitando que se incorpore al agua de alimentación de la caldera, evitando incrustaciones o averías en el interior de las calderas, se observa en la figura 2.4.

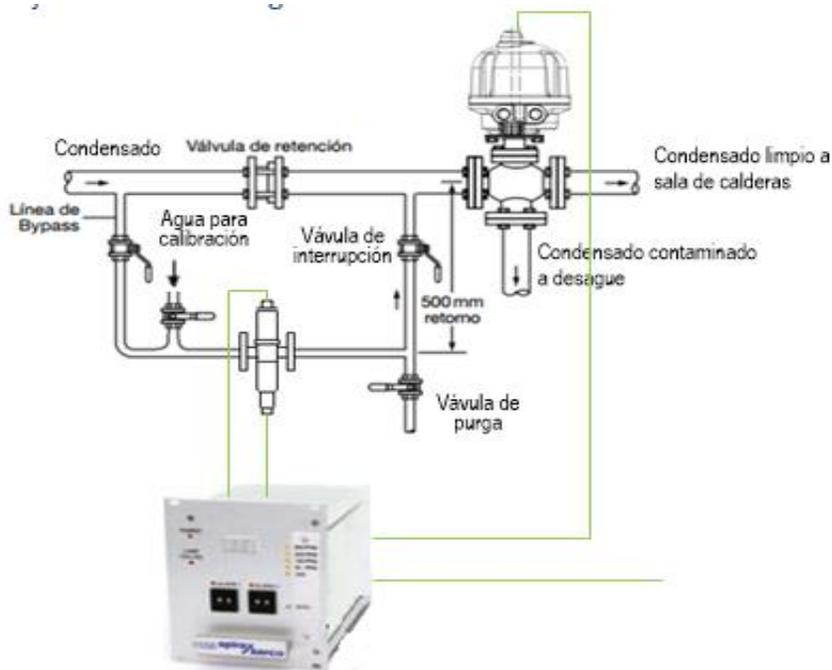


Figura 2.4 Esquema de montaje del turbidímetros. Modelo 556 / TF56-N.

Fuente: Spirax-sarco, 2017.

Las desventajas es que son instrumentos importados con altos costos y requieren mantenimiento frecuentemente debido a contaminaciones en el condensado.

2.4.1.1 Metodología para el cálculo de la presión del sistema y selección de manómetro

Para garantizar que el condensado no retorne del tanque receptor, es necesario conocer la presión a la entrada del turbidímetros e instalar un manómetro para su control y regulación del flujo de entrada para evitar que por ser muy bajo el caudal de entrada el instrumento no funcione correctamente al no mantener macizado el sistema e introduzca errores de lectura y fallas en su funcionamiento.

La presión en el sistema se calcula aplicando la Ley de Pascal a través de la siguiente fórmula:

$$P = \rho \cdot g \cdot h \quad (2.1)$$

Donde:

P: Presión en el sistema a la entrada del turbidímetros.

ρ : Densidad del agua a la temperatura de trabajo, (kg/m³). (Datos del laboratorio)

g : Aceleración de la gravedad, (m/s²).

h: Altura del tanque, desde el nivel del turbidímetros hasta el máximo nivel del agua en el tanque de alimentación de la caldera. (Medida en el terreno)

Una vez calculada la presión en el sistema se selecciona el manómetro a instalar en el rango requerido para controlar el flujo de entrada del condensado, garantizando que la presión de entrada sea mayor que la del sistema.

2.4.2 Instalación de tanque para el almacenamiento de agua tratada

En el área de calderas existe un tanque de agua de 50 m³ para el almacenamiento del agua tratada que se obtiene de los equipos suavizadores que tratan el agua

cruda, de este tanque se bombea el agua tratada hasta los tanques de alimentación de las calderas de 15 m³ para la generación de vapor.

Ante la necesidad del vaciado frecuente del agua de las calderas para inspección, reparación o mantenimientos se propone la instalación de otro tanque, incrementando la capacidad de almacenamiento del agua tratada para el consumo en las calderas de vapor. Se considera que las dos calderas pueden estar fuera de servicio por averías, inspección, reparación o mantenimientos y para ello se necesitaría almacenar 76 m³ de agua, también puede utilizarse para almacenar agua tratada proveniente de los suavizadores.

2.4.2.1 Metodología para el cálculo del tanque que se necesita para el almacenamiento del agua tratada en las calderas de vapor

Para realizar el cálculo de las dimensiones del tanque de almacenamiento se utiliza la ecuación del volumen de un tanque cilíndrico:

$$V = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot h \quad (2.2)$$

Donde:

V: Volumen total del tanque

d: Diámetro del tanque

h: Altura del tanque (si es horizontal es el largo).

Conociendo el volumen que se necesita y fijando el largo del tanque según el área disponible para su instalación, se calcula el diámetro despejando de la fórmula anterior.

2.4.2.2 Metodología para el cálculo de la bomba que se necesita para el trasiego del agua tratada en las calderas

Se hace necesario, determinar si las bombas existentes en las calderas, que actualmente se emplean para el bombeo del agua tratada proveniente de los

suavizadores son capaces de manipular correctamente el flujo requerido bajo las condiciones de explotación de la nueva instalación, estas se muestran en el anexo 6. Los tres factores fundamentales que definen si una bomba está en condiciones de manipular cierto flujo cumpliendo con los requisitos técnicos requeridos son: que el caudal (q) de operación esté dentro del rango de operación de la bomba, que la carga (H_b) a manipular sea la correspondiente al caudal requerido según la curva de la bomba dada por el fabricante de la misma y que la carga neta de succión positiva (NPSH) del sistema sea mayor que el NPSH requerido por el fabricante de la bomba, pues de lo contrario dicha bomba cavitara. En caso de que alguno de estos factores no se cumpla, es necesario seleccionar otra bomba que sea capaz de trabajar cumpliendo con los mismos o en su defecto, variar las condiciones del fluido de manera tal que posibilite a las bombas en estudio, cumplir con los requisitos antes mencionados. (Rosabal y Garcel, 2006)

Para evaluar estas bombas lo primero que se calcula es la carga del sistema (H_b) para compararla con la carga de la bomba que es dada por el fabricante. Para ello se utiliza la Ecuación del Balance de Energía Mecánica. Dicha ecuación se aplica entre dos puntos cualesquiera del sistema. La misma queda expresada de la forma siguiente:

$$z_1 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + H_b = z_2 + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho g} + \sum hf_{1-2} \quad (2.3)$$

Donde:

H_b : 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.

De esta ecuación se obtiene Hb, donde el punto 1 es en la superficie del líquido dentro de la caldera y el 3 en la superficie del líquido en el tanque receptor, y queda de la siguiente forma:

$$Hb = z_3 + \frac{\alpha_3 v_3^2}{2g} + \frac{P_3}{\rho g} + \sum hf_{1-3} - z_1 - \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} - \frac{P_1}{\rho g} \quad (2.4)$$

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

$$v = \frac{4q}{\pi D^2} \quad (2.5)$$

El número adimensional de Reynolds se obtiene mediante la Ecuación 2.6 de Rosabal y Garcel, (2006).

Es necesario conocer el valor del Reynold para saber cómo es el régimen y el valor de α , y con este determinar el factor de fricción. Para ello puede emplearse la siguiente expresión:

$$Re = \frac{\rho v L}{\mu} \quad (2.6)$$

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, $\alpha = 1$

Las pérdidas por fricción totales del sistema se determinan como:

$$\sum hf = hf_{tubería} + hf_{accesorios} \quad (2.7)$$

Donde las pérdidas por fricción en la tubería se calculan:

$$hf_{tubería} = f \frac{Lv^2}{2gD} \quad (2.8)$$

Donde:

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:

$$f = \frac{64}{\text{Re}} \quad (2.9)$$

Para régimen turbulento, el factor de fricción se determina mediante la Figura 3.9 de Rosabal y Garcell, (2006), en función de Re y de la rugosidad relativa (ε) y mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\frac{\varepsilon}{3.7} + \left(\frac{6.81}{\text{Re}} \right)^{0.9} \right] \quad (2.10)$$

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

$$\varepsilon = \frac{e}{D} \quad (2.11)$$

La rugosidad absoluta (e) puede encontrarse en la Tabla 9 de Rosabal y Garcel, (2006) y depende del material de la tubería (las tuberías con las que se trabaja son de acero al carbono).

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

$$hf_{\text{accesorios}} = \frac{\sum K_i v^2}{2g} \quad (2.12)$$

El valor del coeficiente de resistencia local (K_i) para flujo turbulento y laminar se determina en la tabla 3.1 y mediante la Figura 3.24 de Rosabal y Garcell, (2006) respectivamente. También los coeficientes de resistencia local para flujo laminar se pueden encontrar en McCabe y Smith, (1979). Cada tipo de accesorio tiene un valor de este coeficiente.

Para determinar el NPSH del sistema se emplea la siguiente expresión:

$$NPSH_{sistema} = \frac{P_s - P_v}{\rho g} \quad (2.13)$$

Donde:

P_s : Presión de entrada o de succión de la bomba, (Pa).

P_v : Presión de vapor del fluido a la temperatura de trabajo, (Pa).

ρ : Densidad del fluido a la temperatura de trabajo, (kg/m³).

g : Aceleración de la gravedad, (m/s²).

Para determinar la presión de entrada o de succión de la bomba es necesario realizar otro balance de energía mecánica una vez analizado el sistema de flujo de fluido correspondiente, empleando para ello nuevamente la Ecuación del Balance de Energía Mecánica.

Ubicando esta vez el punto 2 a la entrada de la bomba y despejando la presión de succión se obtiene:

$$P_s = \rho g \left(z_1 - z_2 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + Hb - \sum hf_{1-2} \right) \quad (2.14)$$

Siendo:

$Hb = 0$ (ya que en el tramo evaluado no hay bomba).

La presión de vapor del fluido puede ser obtenida de Perry (1999).

Para facilitar los cálculos, fue utilizada la hoja de cálculo Microsoft Excel.

Las propiedades físicas del fluido pueden ser obtenidas de Perry, (1999).

2.5 Evaluación técnica-económica de las modificaciones propuestas

Teniendo en cuenta que las modificaciones tecnológicas propuestas requieren de inversiones para la adquisición de algunos de los equipos y accesorios necesarios, se realiza una evaluación económica que permita valorar la factibilidad de la inversión a realizarse. Para estimar la factibilidad de una inversión supone conocer si se ganará dinero en ella, es decir, si el flujo de caja obtenido compensa todos los egresos hechos, sea por inversión o costos. Para ello, según plantea León, *et al.*, (2010), no se debe solamente identificar, cuantificar y valorar sus costos y beneficios, sino que se requiere también de criterios cuantitativos o indicadores económicos. Los indicadores más conocidos de acuerdo a lo expuesto en la bibliografía consultada (Brizuela, (1987), Peters y Timerhaus, (1991) y Turton, *et al.*, (1998)), son: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Período de Recuperación de la Inversión (PRI) y el porcentaje de retorno (%Ret).

2.5.1 Metodología empleada para la estimación de la inversión

Para la estimación de la inversión se tomaron los datos de las ofertas de los equipos, tuberías y accesorios existentes en el área de compras de la UEB. En el caso del tanque se utiliza el valor de un tanque que se puede adquirir en una empresa del sistema y el costo de instalación del mismo.

2.5.2 Metodología de cálculo de los indicadores de factibilidad económica de la inversión

Para que una inversión sea factible es necesario evaluar si cumple con los indicadores de factibilidad económica de la inversión, calculados según la siguiente metodología:

Valor Actual Neto (VAN).

El Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto mide en dinero corriente el grado de mayor riqueza que tendrá el inversionista en el futuro si emprende el proyecto. Se define como el valor actualizado del flujo de ingresos netos obtenidos durante la

vida útil económica del proyecto a partir de la determinación por año de las entradas y salidas de efectivo, desde que se incurre en el primer gasto de inversión durante el proceso inversionista hasta que concluyen los años de operación o funcionamiento del proyecto menos la inversión inicial. (León, *et al.*, 2010)

Para el cálculo del VAN se emplea la ecuación:

$$VAN = \sum MF_{act} \quad (2.15)$$

Donde:

MF_{act} : Movimiento de fondos actualizado, (\$).

El movimiento de fondos actualizado se determina como:

$$MF_{act} = \frac{MF}{(1+i)^n} \quad (2.16)$$

Donde:

MF : Movimiento de fondos del año (\$).

n: Número del año en el horizonte.

i: Interés vigente para la entidad.

Para que una inversión sea factible el VAN tiene que ser positivo.

El movimiento de fondos acumulado es la suma de los movimientos de fondo para cada año hasta el año analizado, donde el cambio de signo indica que se recuperó la inversión.

Tasa Interna de Retorno (TIR).

Este criterio busca una tasa que sirva para medir los méritos del proyecto. La tasa interna de retorno es aquella tasa de descuento o interés que iguala el valor

presente de los flujos de efectivo con la inversión del proyecto, es la tasa que hace cero el VAN. Esta tasa que se busca no depende del interés que prevalece en el mercado de dinero, es intrínseco al proyecto que se estudia y no depende de otra cosa que no sea el flujo de efectivo del propio proyecto. (León, *et al.*, 2010) En este análisis la Tasa Interna de Retorno siempre se compara con la tasa de descuento o interés vigente.

Para el cálculo de la TIR se emplea la ecuación:

$$TIR = i_1 - \left((i_1 - i_2) \frac{VAN(+)}{VAN(+)-VAN(-)} \right) \quad (2.17)$$

Donde:

i_1 : Tasa de descuento o interés a la que se obtiene el VAN positivo.

i_2 : Tasa de descuento o interés a la que se obtiene el VAN negativo.

Período de recuperación de la inversión (PRI).

El Período de recuperación marca un momento (en años, meses, días), en que los costos del proyecto se suplen con los beneficios logrados. Su determinación, a partir del flujo de caja, es como se muestra:

$$PRI = t_i + \frac{|MF_{act_i}|}{MF_{i+1}} \quad (2.18)$$

Donde:

t_i : Año en que el movimiento de fondo actualizado cambia de signo.

Teniendo en cuenta la inversión, el Período de recuperación puede determinarse como:

$$PRI = \frac{I}{G} \quad (2.19)$$

Donde:

I: Inversión (\$).

G: Ganancia (\$/año). (no incluye la amortización)

Porcentaje de retorno de la inversión (%Ret).

El porcentaje de retorno determina el ritmo anual en que la inversión retorna a través de la ganancia, quedando expresado como:

$$\% Ret = \frac{G}{I} \cdot 100 \quad (2.20)$$

2.6 Conclusiones parciales del capítulo

- Fueron determinados los principales problemas existentes en el área objeto de estudio, los cuales son: Contaminación del condensado de vapor que retorna a los tanques de las calderas para su reutilización y pérdidas de grandes cantidades agua tratada debido a las inspecciones, mantenimientos y reparaciones en las calderas de vapor.
- Los problemas existentes pueden ser solucionados realizando modificaciones tecnológicas.
- Las modificaciones tecnológicas propuestas requieren de una inversión cuya factibilidad económica es evaluada utilizando los métodos de cálculo del VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno).

Capítulo 3. Análisis de los Resultados

En este capítulo se realiza un análisis de los resultados obtenidos a partir de los cálculos realizados y de la evaluación técnica-económica de las modificaciones tecnológicas propuestas basadas en la metodología explicada en el Capítulo 2.

3.1 Resultados del diagnóstico de la situación actual

Se realizó el diagnóstico de la situación tecnológica que tienen las calderas de vapor que ha provocado averías que han deteriorado el hogar ondulado, tubos fluses y placas, provocando grandes pérdidas económicas al sistema, detectándose dos problemas fundamentales, que son:

- Falta de equipo para detectar el condensado que retorna contaminado, y válvula de 3 vías para desecharlo.
- Insuficiente capacidad de almacenamiento para recuperar el agua tratada proveniente de las calderas para realizar su vaciado.
- No existe un tanque de reserva para reparar o darle mantenimiento al tanque de agua tratada de las calderas.

3.1.1 Falta equipo para detectar el condensado que retorna contaminado, y válvula de tres vías para desecharlo

En el área de las calderas no existe equipo para detectar contaminación en el retorno de condensado, ni válvulas de tres vías para desecharlo, cuando ocurren averías en los diferentes consumidores de vapor como serpentines de los tanques o intercambiadores de calor de las diferentes áreas, este condensado se contamina con productos pesados del petróleo, sin poder adoptar ninguna medida a tiempo que evite que se incorpore la carga contaminante al agua de alimentación de las calderas provocando grandes roturas en placas y tubos de los generadores de vapor, afectando el calentamiento de los combustibles de alta viscosidad para realizar las operaciones.

3.1.2 Insuficiente capacidad de almacenamiento para recuperar el agua tratada proveniente de las calderas para realizar su vaciado

Las calderas generadoras de vapor tienen un plan de reparación, mantenimiento, limpieza e inspección que son de estricto cumplimiento para su buen funcionamiento, para este es necesario sacar las calderas de servicios y sustraerle el agua tratada con que trabajan, cada una contiene 38 m³, no teniendo un destino final para estas, provocando inundaciones en el área y una pérdida económica importante de agua y gastos en el tratamiento. Además, se presentan averías o incidentes en el interior de la caldera que requieren su vaciado para inspeccionar y solucionar con inmediatez.

3.1.3 No existe un tanque de reserva para reparar o darle mantenimiento al tanque de 50 m³ de agua tratada de las calderas

Ante la necesidad de darle solución a averías, inspecciones, mantenimientos o reparaciones, no existe la posibilidad en el área de otra capacidad de almacenamiento para el agua tratada que se obtiene de los suavizadores, siendo insuficiente la capacidad del tanque de alimentación de las calderas de 15 m³ cada uno.

3.2 Solución a las propuestas de alternativas

Después de analizadas las dificultades existentes se procede a dar solución a las propuestas mencionadas en el capítulo 2.

3.2.1 Instalación de turbidímetros y válvula de tres vías en la línea de retorno de condensados en las calderas de vapor

Se realiza el proyecto de montaje de los turbidímetros, las modificaciones tecnológicas en los tanques separadores con el objetivo de que puedan operar los cuatro separadores en serie, con los dos turbidímetros funcionando, pero que a la vez este implícita la opción de trabajar independientemente cada par de separadores, para cuando sea necesario sacar fuera de servicio un par de separadores, por problemas de mantenimiento u otro motivo, poder mantener el

sistema de separadores de condensado del área de calderas y su turbidímetro, en operación.

Este proyecto incluye los turbidímetros con sus sensores y las válvulas de tres vías y accesorios, todos los componentes funcionan automáticamente, eliminando el condensado si presenta contaminación. El esquema de la instalación propuesta se muestra en la figura 3.1.

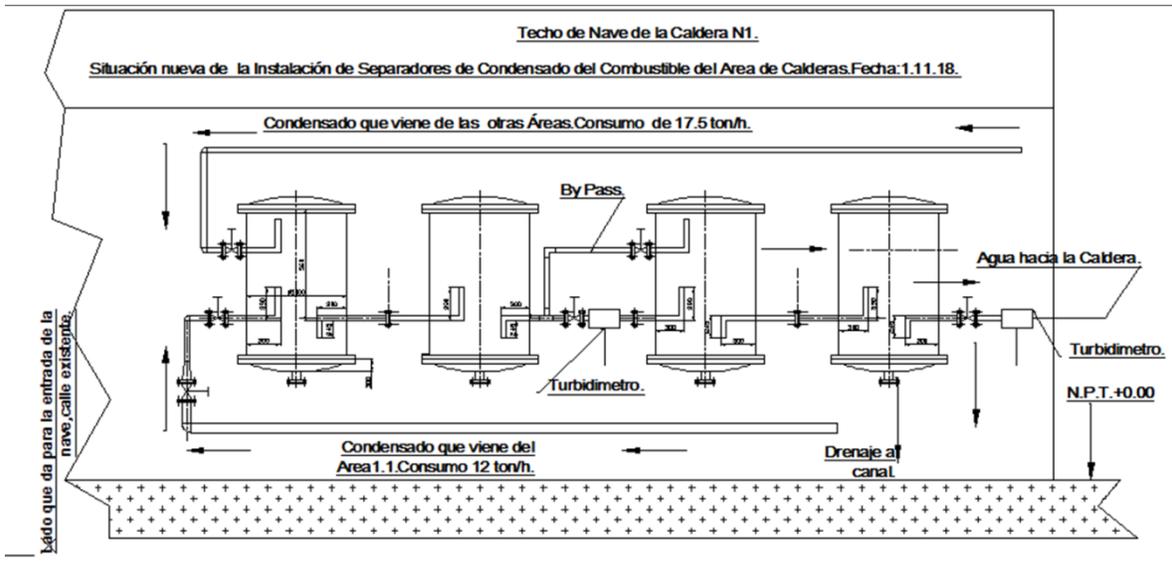


Figura 3.1. Diseño de la instalación de los turbidímetros en los tanques separadores.

Fuente: Elaborado por Grupo técnico e inspección del área mantenimiento de UEB DTCCM.

3.2.1.1 Propuesta de instalación de manómetro para regular la presión de entrada del condensado de retorno a los tanques de alimentación de la caldera

Aplicando la metodología explicada el epígrafe 2.4.1.1, se obtienen los siguientes resultados.

Cálculo de la presión del sistema.

ρ : 965,06 kg/m³ a 90°C. (Datos del laboratorio)

g : 9,80665 m/s².

h: 4,5 m

Sustituyendo en la ecuación (2.1), se obtiene la presión del sistema.

$P = 42588 \text{ kg/ms}^2 = 42588 \text{ Pa} = 0,434 \text{ kg/cm}^2$.

Conociendo la presión del sistema, se propone instalar un manómetro en el rango de trabajo entre 0 y 1 kg/cm² para regular el flujo de entrada del condensado, garantizando que la presión de entrada sea mayor que la del sistema y no retorne el fluido del tanque de alimentación de las calderas, manteniendo un flujo constante y sin turbulencias dentro del instrumento para que no se emitan señales falsas.

3.3.2 Cálculo del tanque que se necesita para el almacenamiento del agua tratada en las calderas de vapor

Aplicando la metodología explicada en el epígrafe 2.4.2.1, se obtienen los siguientes resultados.

Se realizan mediciones en el área que se dispone para su instalación, conociendo el volumen de agua tratada que se necesita almacenar, se calcula el diámetro del tanque.

V: 80 m³

h: 9 m (longitud en el área, disponible para ubicar el tanque)

Sustituyendo en la ecuación 2.2, se obtiene el diámetro del tanque.

$$V = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot h \quad (2.2)$$

d= 3,36 m

Después de calculado las características del tanque que se necesita se puede concluir que es posible adquirir el tanque cilíndrico horizontal ubicado en la empresa Cubalub que se encuentra como producto ocioso para la venta.

3.3.3 Cálculo de la bomba que se necesita para el trasiego del agua tratada en las calderas

Para definir la bomba a utilizar para las operaciones de trasiego es necesario conocer la carga y el NPSH del sistema por lo que se procede a calcular estos dos parámetros siendo los resultados los siguientes:

Carga del sistema

Para calcular la carga del sistema:

$V_1=V_3=0$ (por estar ubicado el punto en el nivel del líquido en las calderas y en el tanque receptor por efecto piscina). Anexo 7.

$P_1=P_3=101325$ Pa (presión atmosférica por estar ubicadas en los puntos 1 y 3).

Tomando como altura de referencia el punto 2 igual a 0, se obtiene que $Z_1 = 1,2$ m (según mediciones realizadas en el terreno).

Z_3 es la altura del nivel de agua en el tanque receptor = 5 m

Teniendo en cuenta que se necesita vaciar la caldera en 2 h se fija un flujo de $20 \text{ m}^3/\text{h}$ y sustituyendo en la ecuación 2.5, se obtiene que la velocidad es de $2,74 \text{ m/s}$.

Con los datos de viscosidad, densidad, velocidad y diámetro de la tubería se calcula el Re según ecuación 2.6, se obtiene un valor de 197507,58.

Como el Re es mayor que 4000 el régimen es turbulento por lo que para calcular las pérdidas por fricción en las tuberías, es necesario calcular el factor de fricción por la formula 2.9 donde ϵ es igual a 0,003937008 según la ecuación 2.11 y se obtiene un f igual a 0,029013979.

Sustituyendo en la ecuación 2.7 se obtiene las pérdidas por fricción.

Una vez calculado todos los términos y sustituyendo cada dato en la ecuación del Balance de Energía Mecánica (2.3) y despejando, se obtiene que:

$$H_{\text{sistema}} = 13,21 \text{ m}$$

La metodología a seguir para calcular el NPSH es la utilizada en el epígrafe 2.4.2.2.

Al analizar el esquema se tiene que:

$$z_1 = 1,2 \text{ m}$$

$$z_2 = 0$$

$v_1 = 0$ (por estar ubicado el punto en el nivel superior del líquido en la caldera).

$v_2 = 2,74 \text{ m/s}$ (calculada según la ecuación 2.5).

$P_1 = 101325 \text{ Pa}$ (presión atmosférica).

$H_b = 0$ (en el tramo no hay bomba).

De este modo se obtiene que:

$$P_s = 0,5525 \text{ kg/cm}^2 = 5,56 \text{ m}$$

Sustituyendo P_s en la ecuación (2.9) el resultado es:

$$\text{NPSH}_{\text{sist}} = 4,96 \text{ m}$$

En el área de las calderas se encuentran 2 bombas centrífugas que pueden ser usadas en estos trasiegos, con los siguientes datos tomados de la chapilla de la bomba:

Equipo: CR32-2-2

Carga (H_b): 31 m

Caudal de flujo (q): $36 \text{ m}^3/\text{h}$

NPSH = 4 m

Teniendo en cuenta los cálculos realizados anteriormente se puede plantear que:

-El caudal de flujo de la bomba es mayor que el caudal de flujo del sistema, (20 m³/h), flujo máximo que se necesita para garantizar el tiempo establecido para los trasiegos de agua de la caldera al tanque receptor.

-La carga del sistema es menor que la carga de la bomba.

-Como el NPSH de la bomba es menor que el NPSH del sistema, la bomba seleccionada no cavita para las condiciones en que fue evaluada.

Por lo que se puede concluir que la bomba propuesta puede ser utilizada para trasegar el agua de las calderas al tanque receptor.

A continuación, se muestran las tablas que contienen los datos obtenidos y los resultados de los cálculos realizados.

Tabla 3.1. Principales resultados obtenidos en el análisis de selección de la bomba a instalar para el trasiego de agua de las calderas al tanque receptor.

Variable	Símbolo	Magnitud	U/M
Caudal en el tramo de succión	Q	20	m ³ /h
Caudal en el tramo de descarga	Q	20	m ³ /h
Diámetro del tramo de succión	D	0,0508	m
Diámetro del tramo de descarga	D	0,0508	m
Longitud del tramo de succión	L	20	m
Longitud del tramo de descarga	L	10	m
Velocidad del fluido en el nivel superior del tanque	v ₁	0	m/s
Velocidad del fluido en la succión de la bomba	v ₂	2,74	m/s
Diferencia de altura	Δz	1,2	m
Pérdidas de energía totales del sistema	hf _{Totales}	3,7570	m
Presión en el nivel superior del agua en la caldera	P ₁	101325	Pa
Presión de succión de la bomba	P ₂	0,5525	Kg/cm ²
Carga del sistema	H _b	13,21	m
Carga neta de succión positiva del sistema	NPSH _{sist}	4,958	m
Carga neta de succión positiva de la bomba	NPSH _b	4	m

Fuente: Elaboración propia.

A partir de los resultados que se observan la Tabla 3.1 y con los datos del fabricante y el empleo de las curvas características de las bombas CR32-2-2,

(Catálogo Grundfos), es aceptado utilizar esta bomba en el trasiego de agua de las calderas al tanque receptor. Su carga neta de succión positiva ($NPSH_b$) es de 4m, menor que la carga neta de succión positiva del sistema ($NPSH_{sist}$), que es de 4,958 m, evitando que ocurra cavitación y la carga del sistema es menor que la carga de la bomba.

3.3 Evaluación económica de las modificaciones propuestas

Teniendo en cuenta que las modificaciones tecnológicas propuestas requieren de inversiones para la adquisición de los equipos y accesorios necesarios, debe realizarse una evaluación económica que permita valorar la factibilidad de la inversión a realizarse. Estimar la rentabilidad de una inversión supone conocer si se ganará dinero en ella, es decir si el flujo de caja obtenido compensa todos los egresos hechos sea por inversión o costos, para ello, según plantea León, *et al.*, (2010), no se debe solamente identificar, cuantificar y valorar sus costos y beneficios, sino que se requiere también de criterios cuantitativos o indicadores económicos. Los indicadores más conocidos de acuerdo a lo expuesto en la bibliografía consultada (Brizuela, (1987); Peters, (1991) y Turton, (1998)), son: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Período de Recuperación de la Inversión (PRI) y el porcentaje de retorno (%Ret).

3.3.1 Análisis de la factibilidad económica de la inversión

Las modificaciones propuestas requieren de inversiones para la adquisición de equipos y accesorios, así como para el montaje e instalación de los mismos, por lo que se hace necesario realizar un análisis de factibilidad económica de la inversión.

Para la estimación de la inversión se utilizaron los datos de los equipos y accesorios que intervienen en la misma. Se tiene en cuenta el costo de instalación y montaje de los equipos, tanque y accesorios. Los costos de elaboración del proyecto técnico y ejecutivo, que lo realiza el personal de la entidad. En la tabla 3.2, se muestra la relación del equipamiento y accesorios implicados en estas propuestas y en la tabla 3.3 un resumen de los costos de los mismos.

Tabla 3.2. Equipamiento y accesorios implicados en las propuestas de modificaciones tecnológicas.

	Descripción	u/m	Cant	Precio x Unidad Total (\$/U)	Importe Total (\$)
	Equipos tecnológicos				42408,41
	Construcción y Montaje Mecánico				
1	Tubería de acero al carbono de D=2''	m	30	16,17	485,10
2	Codos de 90° D=2''	u	9	2,97	26,73
3	Válvula de cuña D=2''	u	4	75,25	301,00
4	Manómetro (0 a 10 bar)	u	1	670,58	670,58
5	Juntas D=2''	u	2	1,34	2,68
6	Oxígeno	u	4	3,01	12,04
7	Acetileno	u	2	12,19	24,38
8	Electrodo 6013 de 4mm	kg	5	0,72	3,60
9	Mano de Obra	\$	1	16907,34	16907,34
	Equipos pesados	\$	1	227603,20	227603,20
	Moneda Total	\$		245277,82	288445,06

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 3.3. Resumen de los costos de equipamiento y accesorios.

Equipamiento	Importe (\$)
Tanque y turbidímetros	42408,41
Construcción y Montaje Mecánico	18433,45
Equipos pesados	227603,20
Costo de Inversión total	288445,06

Fuente: Elaboración propia.

Los indicadores de rentabilidad de la inversión fueron estimados a partir de la metodología descrita en el epígrafe 2.5, y mediante el empleo de la hoja de cálculo Microsoft Excel.

El Valor Actual Neto (VAN) es un valor considerablemente positivo (\$ 89185484) lo cual garantiza que una vez actualizados los movimientos de fondo que se van a originar durante el proceso productivo, puede cubrirse la inversión y pagarse los intereses, por tanto, se acepta la inversión de acuerdo con este indicador.

El flujo de caja se muestra en el anexo 8.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) calculada es de 44%, significativamente superior al interés vigente para la entidad (10%), lo cual garantiza la factibilidad de la inversión aún si se producen incrementos de interés considerables.

Se determina, además, que el porcentaje de retorno es de 36,9%. Según Turton, *et al.*, (1998); para la industria química un retorno que se encuentre entre 17 y 19% se considera apropiado, por tanto en el presente caso la inversión retorna a través de la ganancia a un ritmo anual considerablemente superior al establecido por la bibliografía.

Por su parte, el plazo de recuperación de la inversión es de 32,4 meses aproximadamente, lo cual es un período aceptable, según Turton, *et al.*, (1998).

Teniendo en cuenta que todos los indicadores de eficiencia económica de la inversión arrojan resultados aceptables, la misma puede ser aceptada.

3.3.2 Análisis del efecto económico de las modificaciones propuestas

Con la instalaciones de nuevos equipos, tanque de almacenamiento de agua y la ejecución de modificaciones tecnológicas necesarias se obtiene como resultado evitar la ocurrencias de averías en las calderas de vapor, que significa un ahorro considerable en los gastos de mantenimientos, en los servicios y otros gastos como la sobreestadía de buques por afectación en la temperatura de los combustibles, además de un ahorro importante de agua y tratamiento, al recuperar el agua tratada y reincorporarla al proceso, de lo contrario se drenaría para realizar trabajos de mantenimientos o en caso de presentarse averías, perdiendo este valioso recurso.

Estos cambios tecnológicos permiten trabajar con mayor seguridad y realizar las operaciones en el plazo establecido, garantizando el suministro de petróleo crudo y petróleo combustible a los diferentes clientes en tiempo y con la calidad requerida.

Desde el punto de vista social, como la Base de Crudo y Suministro es el área destinada a abastecer por oleoductos o por vía marítima a las centrales termoeléctricas, cementeras y a la producción de níquel del país, así como el suministro de petróleo combustible a los grupos electrógenos de la provincia, estas modificaciones tecnológicas contribuyen a satisfacer necesidades de la población.

Como la UEB incurre en una inversión para la adquisición de equipos y accesorios, así como para el montaje e instalación de los mismos, el costo de amortización se incrementa a 279780 \$/año, considerando 10 años de amortización para tales equipos, según Peters y Timerhaus, (1991).

En la Tabla 3.4 se muestra la estructura de costo del proceso y la estructura una vez aplicadas las modificaciones tecnológicas.

Tabla 3.4. Conceptos de gastos en ejecución del proceso. (Estructura de costo).

Concepto	Tipo de costo	Antes de las modificaciones (\$)	Después de las modificaciones (\$)
Materiales	CV	12931188	12613846
Combustibles	CV	2261267	2911392
Energía	CV	149862	166478
Salario	CF	2036747	2036747
Seguridad Social	CF	23781	23781
Amortización	CF	250936	279780
Mantenimiento	CV	13886916	13562549
Servicios Productivos	CV	3207319	2831445
Otros gastos	CV	2365323	1680178
Atención al hombre	CF	22546	22546
Total		37135886	36128743

Fuente: Datos del Programa Informático para la Gestión Contable (SICONT 5).

Como puede observarse, antes de las propuestas de modificaciones el costo de producción es de 37135886 \$/año, y una vez aplicadas estas sería de 36128743 \$/año, disminuyendo en 1007142 \$/año. Teniendo en cuenta que el volumen anual de producción es de 207959 m³, y que el precio de venta de las mezclas de crudo es de 250 \$/m³, el valor de la producción es de 51989891 \$/año, por tanto, la aplicación de las modificaciones tecnológicas propuestas, generaría un incremento de las ganancias de la UEB de 1007142 \$/año.

Los resultados económicos en su totalidad se muestran en los anexos 9, 10, 11, 12, 13 y 14.

Los datos económicos fueron obtenidos en el Área Contable Financiera de la UEB del programa informático para la Gestión Contable, SICONT 5, este programa es utilizado en las entidades del Ministerio de Energía y Mina.

3.4 Conclusiones parciales del capítulo

- Es posible la instalación de turbidímetros con sus sensores, válvula de tres vías y otros accesorios para detectar y eliminar contaminación en el retorno de condensado antes de entrar en los tanques de agua de la caldera, debido a ocurrencias de averías en los diferentes consumidores de vapor.
- Es posible la instalación de manómetro para regular la presión de entrada del flujo de condensado a los tanques de alimentación de la caldera, garantizando que la presión de entrada sea mayor que la del sistema y no haya retorno, manteniendo flujo constante, sin turbulencias para que no ocurra emisión de falsas señales en los turbidímetros.
- Es posible el montaje del tanque cilíndrico horizontal de 80 m³ de capacidad con un diámetro de 3,36 m, necesario para el almacenamiento del agua tratada de las calderas de vapor y puede ser adquirido en plaza.
- Es posible utilizar la bomba existente en el área para el trasiego de agua tratada de las calderas al tanque receptor, la cual fue evaluada técnicamente.

- Fue realizada la evaluación económica de la inversión propuesta y teniendo en cuenta que todos los indicadores de eficiencia económica de la inversión calculados dan resultados favorables, la misma puede ser aceptada.
- La aplicación de las modificaciones tecnológicas propuestas, genera un incremento de las ganancias de la UEB de 1007142 \$/año.

Conclusiones

De acuerdo con los resultados expuestos en el presente trabajo, se concluye que:

1. El análisis integral de la situación existente en las calderas de vapor permitió proponer la instalación de equipos, nuevas capacidades de almacenamiento de agua tratada, y las modificaciones tecnológicas necesarias, que aseguran el correcto funcionamiento de las calderas de vapor y del proceso productivo, lo cual corrobora la hipótesis planteada.
2. Fueron determinados los principales problemas tecnológicos que presentan las calderas de vapor de la Base de Crudo y Suministro los cuales son: contaminación del condensado de vapor que retorna a los tanques de las calderas para su reutilización y pérdidas de grandes cantidades agua tratada debido a las inspecciones, mantenimientos y reparaciones en las calderas.

Las propuestas de modificaciones tecnológicas realizadas consisten:

- Instalación de turbidímetros con válvula de tres vías en la línea de retorno de condensados en las calderas de vapor y manómetro para regular la presión de entrada del flujo a los tanques de alimentación.
 - Instalación de tanque para el almacenamiento de agua tratada.
3. La aplicación de las modificaciones tecnológicas propuestas genera un incremento en las ganancias de la UEB de 1007142 \$/año y la inversión derivada de las mismas, puede ser aceptada ya que todos los indicadores de factibilidad económica calculados dan resultados satisfactorios.

Recomendaciones

1. Concluir el sistema de canalización de aguas residuales de la UEB para incorporar a la planta de tratamiento el condensado contaminado que se elimina en las calderas.
2. Realizar proyecto y estudio de factibilidad para adquirir un sistema de tratamiento para el condensado contaminado en el área de las calderas y poderlo incorporar al proceso de generación de vapor.
3. Que se analice la factibilidad de insular los 4 tanques separadores de condensado existentes en el área de calderas para evitar pérdidas de temperatura en el condensado que retorna de los diferentes consumidores.

Bibliografía

1. A. y F. Fontanet .(2012). Mantenimiento de calderas. Departamento técnico. [en línea]. [Consulta diciembre 2017]. Disponible en: <https://www.engormix.com/balanceados/articulos/mantenimientos-de-calderas-t29356.htm>.
2. Ángel, M. (2005). Conceptos Básicos en Agua de Aporte a Calderas. [en línea]. [Consulta mayo 2018]. Disponible en: <http://www.ffabiano@inea.com.ar>.
3. Barajas, A. (2005). Seminario de eficiencia energética en la industria: Experiencias de proyectos de ahorro de energía y cogeneración [en línea]. [Consulta marzo 2018]. Disponible en: <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/2980/1/images/h&palbertoalvarez.pdf>.
4. Belani, A. (2010). It's Time for an Industry Initiative on Heavy Oil. Journal of Petroleum Technology. vol.58, no.6. p. 40-42. [en línea] [Consulta enero 2018]. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com>.
5. Bloom, D; Company, N. (2003). Strategies in Optimizing Condensate Return. In the Twenty-Fifth Industrial Energy Technology Conference, Houston, p. 179-182.
6. Borroto, A; Rubio, A. (2007). Maestría en eficiencia energética: Combustión y generación de vapor. Editorial universo sur.
7. Brizuela, E. (1987). Aspectos fundamentales del diseño de Plantas Industriales. Tomo I. Ciudad de la Habana. Ed. ISPJAE. 345 p.
8. Bueno, L. (2009). Recuperación de aguas procedentes de la generación del vapor y las pérdidas de aguas tratadas debido a la actividad de mantenimiento. Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Químico en la Universidad de Matanzas.

9. Catálogo de Grundfos. Bombas centrifugas multicelulares verticales. Curvas características para bombas CR 32. [En línea]. [Consulta noviembre 2018]. Disponible en: <http://www.lenntech.com.pdf>
10. CONAE. (2004). Comisión nacional para el ahorro de energía. Generadores de calor: Recuperación de condensados.
11. 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 junio 2017]. Disponible en: <http://www.p2pays.org/ref/40/39943.pdf>.
12. Espinoza, S; Dávila, R; Poveda, M. (2005). Diagnóstico energético del hospital general de las fuerzas armadas no.1. Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica [en línea]. [consulta febrero 2018]. vol. 19 Disponible en: http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/324/1/2005_AJIEE-28.pdf.
13. Ficha de Proceso. (2019). Sistema de Calentamiento de la Unidad Empresarial de Base División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas. CM-OP/FP 0102.
14. Golato, M.A; Colombres, F.J; Aso, G; Correa, C.A; Paz, D. (2008). Metodología de cálculo de la eficiencia térmica de generadores de vapor. Revista Industrial y Agrícola de Tucumán [en línea]. [consulta marzo 2017]. Disponible en: <http://www.scielo.org./pdf>.
15. González, J., Peña, J. y Susial, P. (2000). Tratamientos externos e internos del agua para calderas: Influencia en el coste del vapor producido. Ingeniería Química (Madrid). 32 (369), 147-156.
16. Gonzalo, C. (2006). Formación conceptual Generadores de vapor "Calderas" Ingeniería 2006 [en línea]. [Consulta enero 2018]. Disponible en: <http://www.inggonzalocastro.tk>.

17. Herrera, M.A. (2009). Selección de Equipos y Diseño del Sistema para Calentamiento de Agua en un Hotel Cinco Estrellas [en línea]. [Consulta febrero 2018]. Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Mecánico, Escuela Superior Politécnica del Litoral. Disponible en: <http://dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/121/1/203pdf>.
18. Ibañez, Y. (2015). Propuestas de mejoras tecnológicas en la Base de Crudo y Suministro de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas. Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Químico en la Universidad de Matanzas.
19. INEL. (2000). Carta tecnológica y frecuencia analítica del régimen químico en los generadores de vapor pirotubulares de tres pasos de gases tipo SMS 40, de vapor.
20. Kohan, A. (2000). Manual de Calderas. 1^{ra} edición, Vol. 1. España: McGraw-Hill.
21. León, I, *et al.*, (2010). Fundamentos teóricos metodológicos para la evaluación económico-financiera de proyectos de inversión. Avances. vol.12, no.1. p. 5-15. ISSN: 1562-3297.
22. Marín, F.L. (2009). Eliminación de contaminantes en los condensados de las calderas de vapor de CVG Bauxilum, CA [en línea]. [Consulta marzo 2017]. Tesis presentada en opción al título de Licenciado en Química, Universidad de oriente. Disponible en: http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/281/1/TESIS_FM.pdf.
23. Martínez, M. (2009). Sistema de Recuperación de Condensados de una Línea de Decapado de Bobinas Laminadas en Caliente. Tesis Mag. Sc. Seguridad Industrial y Medio Ambiente. Valencia, ES, Universidad Politécnica de Valencia.
24. Mathur, P. (2011) Reduce energy & water consumption by using olyamines/aminesbased all organic, phosphate free treatment, for boiler feed

- water. Journal of Indian Pulp and Paper Technical Association. 23 (2), 200-202.
25. McCabe, Warren L.; Smith, Julian C. (1979). Unit Operations of chemical Engineering. Ciudad de La Habana: Editorial Pueblo Nuevo y Educación.
 26. Mejía, J. y Orozco, W. (2008). Calderas de vapor. Instituto Tecnológico Metropolitano, Colombia. Documento en línea. Disponible en: <http://www.scribd.com/doc/53197887/>.
 27. MINAL. (1988). Ministerio de la industria alimenticia. Uso eficiente de vapor.
 28. MINAL. (1989). Ministerio de la industria alimenticia. Información técnica Spirax Sarco.
 29. Ministerio de energía y Minas. (2004). Manual de eficiencia energética para jefes de mantenimiento de hospitales [en línea]. [Consulta febrero 2018]. Disponible en: http://www.geocities.ws/ISPP_CLAM/Manualspital.pdf.
 30. Norma Cubana 19-03-20. (1984). Calderas. Requisitos de seguridad para la explotación y el mantenimiento.
 31. Oelker, A. (2015). Artículo técnico. Tratamiento de agua para calderas. Thermal Engineering LTDA. Providencia 2133, Of. 207. Santiago, Chile.
 32. Ortiz, A; Tavera, C. (2013). Tratamiento de agua para alimentación de calderas. [en línea]. [Consulta enero 2018]. Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Químico Petrolero en la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Atractivas de México. Disponible en: <http://www.bibliotecadigital.uson.mx>.
 33. Ovando S.M. (2007). Beneficios en sistemas de vapor por medio de una correcta instalación y selección de trampas [en línea]. [Consulta febrero, 2018]. Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Mecánico, Universidad San Carlos de Guatemala. Disponible en: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0540_M.pdf.

34. Perry, R. (1999). Perry's Chemical Engineer's Handbook. Editorial McGraw-Hill. México. Capítulo 2p.91 y 49.
35. Peters, M; Timerhaus, K. (1991). Plant design and economics for Chemical Engineers. Four Editions. Ed. Advisory Board. p 923.
36. Pinelo J.E. (2006). Recaudación de la red de distribución de vapor y retorno del condensado en el hospital regional de San Benito Petén [en línea]. [Consulta agosto, 2017]. Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Mecánico, Universidad San Carlos de Guatemala. Disponible en: <http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis.pdf>.
37. Programa Específico de Inspección y Ensayo. (2019). División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas. CM-DT/P 0104.
38. Programa informático para la Gestión Contable (SICONT 5). Ministerio de Energía y Mina [en línea]. [Consulta diciembre 2019]. Disponible en: <http://www.eccm.cupet.cu//sicont5>.
39. Ramírez, M. (2011). Tecnología petrolera: catalizadores y adsorbentes. [en línea]. [Consultado enero 2018]. Interciencia. vol.29, no.1. p. 9-11. ISSN: 0378-1844. Disponible en: <http://redalyc.uaemex.mx>.
40. Rosabal, J ; Garcell, L. (2006). Hidrodinámica y separaciones mecánicas. Tomo I. Editorial Félix Varela. La Habana. Cuba. p. 295.
41. Ruiz, C. (2005). Manual de Operaciones de Caldera. Empresa Comercializadora de Combustibles Matanzas.
42. Serrano, J.H.; Tortosa, B.I., *et al.*, (2006). Protección Ambiental y producción más Limpia. En Suplemento Especial Universidad para todos. Parte 1. La Habana: Academia. 16 p. ISBN 978-959-270-097-0.
43. Spirax-Sarco. (2017). Obtenido en <http://www.spiraxsarco.com/global/es/Products/Documents/TI/P493-02.pdf>.

44. Turton, Richard, R.C. Baile, W.B. Whiting y J.A. Shaeiwitz. (1998). Analysis, synthesis and design of chemical process. New Jersey.E.U.A: Editorial Prentice Hall.
45. Valtev-Umisa SA. (2001). Manual de instrucciones, uso y mantenimiento del generador de vapor modelo UMISA SMS-40. [en línea]. [Consulta enero 2018]. Disponible en: <http://www.valtec-umisa.es>.
46. Valverde, A. (2005). Mejoramiento del sistema de distribución de vapor, para el proceso de secado usado en la planta Profilac. S.A. Scientia et Technica [en línea]. [Consulta febrero 2019]. Disponible en: <http://www.utp.edu.co/php/revistas/ScientiaEtTechnica/docsFTP/1504093-96.pdf>. 01221701.
47. Vapensa. (2008). Manual de Tratamiento de Agua. Vapor y Enfriamiento S.A. Centro Colón, Alajuela. Costa Rica. [en línea]. [Consulta enero 2018] Disponible en: <http://www.members.spree.com>.
48. Vapensa. (2017). Seminarios técnicos sobre Generadores de Vapor, tratamiento de aguas y aditivos. Capacitación sobre calderas de vapor a trabajadores del sistema Cupet.
49. Vela, F. (2005). Validación de un sistema de vapor crítico en la industria farmacéutica: Vapor para uso farmacéutico [en línea]. [Consulta marzo 2017]. Tesis presentada en opción al título Químico Farmacéutico, Universidad Mayor San Marco. Disponible en: <http://www.cybertesis.edu.pe/sisbib/2005/vela/pdf>.

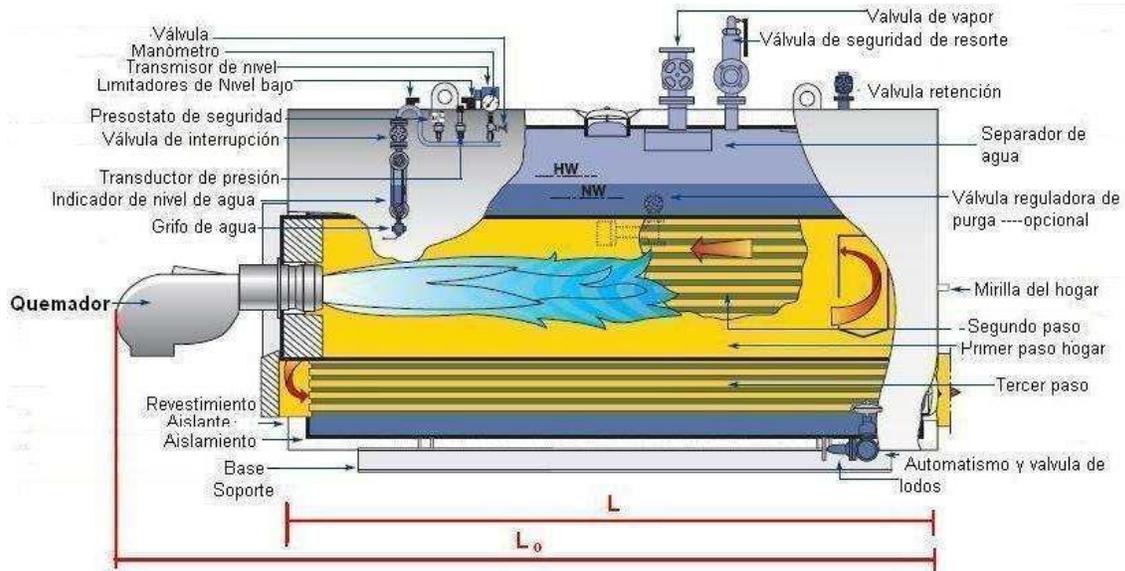
Anexos

Anexo 1. Caldera pirotubular de la UEB DTCCM.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 2. Equipamiento de una caldera pirotubular.



EQUIPAMIENTO DE UNA CALDERA PIROTUBULAR

Fuente: Gonzalo, 2006.

Anexo 3. Datos técnicos del generador de vapor de la UEB DTCCM.

El generador de vapor objeto de estudio es de tres pasos de humo, modelo UMISA SMS-40 de procedencia española que tiene los datos técnicos siguientes:

Producción de vapor: 16 t/ h.

Presión de diseño: 13 kg/cm²

Presión de prueba: 19,5 kg/cm²

Superficies de calefacción.

Hogar: 28,2 m²

Caja de fuego: 13,1 m²

Convección: 371,5 m²

Características de funcionamiento.

Presión de trabajo: 10 kg/cm²

Consumo de combustible: 1150 kg/h

Rendimiento térmico calculado: 90,25 %

Pérdidas por radiación: 0,43 %

Pérdidas por gases de escape: 9,32 %

Temperaturas.

Agua de alimentación: 80 °C

Vapor saturado: 184 °C

Aire ambiente: 30 °C

Salida de humos a chimenea: 227 °C

Rendimiento garantizado: 89,5 %

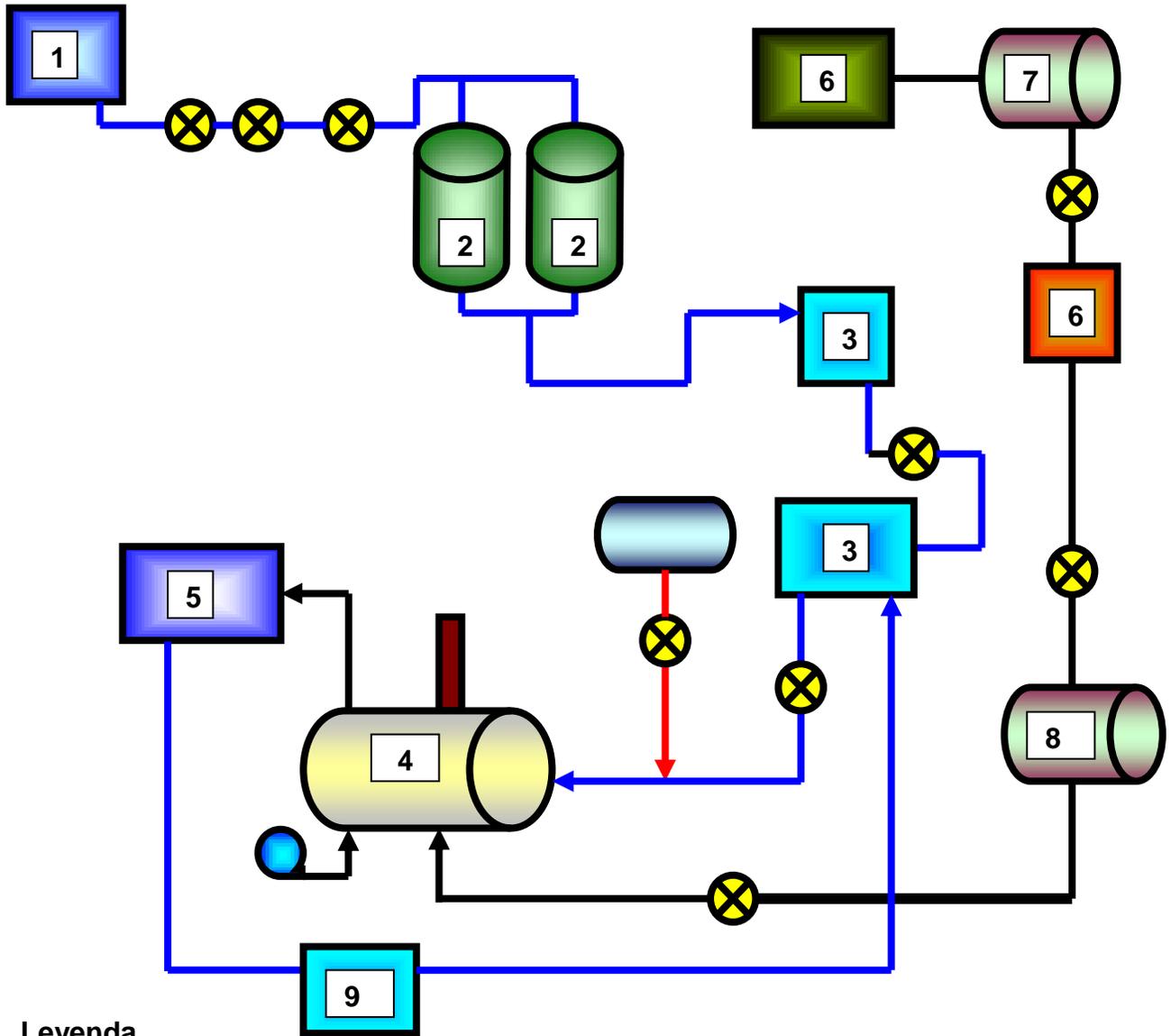
Indicadores del proceso de calentamiento.

Calidad del vapor: 6 a 10 bares.

Índice de combustible: 0,0705 t combustible/t vapor.

Fuente: Valtev-Umisa SA, 2001

Anexo No 4. Diagrama de flujo del proceso de generación de vapor de la caldera, en la UEB DTCCM.



Leyenda

1. Cisterna
2. Suavizadores
3. Tanque de agua tratada y tanque de agua de alimentación de la caldera
4. Caldera
5. Consumidores de vapor
6. Tanques de combustibles y tanque de combustible con serpentines de alimentación a la caldera
7. Intercambiador de calor
8. Precalentador
9. Tanques de recuperación de condensado

Fuente: Bueno, 2009

Anexo No 5. Especialistas que integran el comité técnico de la UEB DTCCM.

1. Andres Ávalos Milian, Jefe de Área Técnica, Ingeniero Químico, 34 años de experiencia.
2. Raúl Rivero Rodríguez, Esp. B Seguridad y Salud del Trabajo (E.P), Licenciado E. Laboral, 10 años de experiencia.
3. Jorge E. González Garriga, Jefe de Laboratorio, Ingeniero Químico, 14 años de experiencia.
4. Alexei Téllez Pérez, Tecnólogo A Procesos Industriales (E.P), Ingeniero Geólogo Petróleo y Gas, 28 años de experiencia.
5. Jorge Luis Robaina, Tecnólogo A Procesos Industriales, Ingeniero Mecánico, 40 años de experiencia.
6. Marilin Fernández Fajardo, Especialista B Ahorro y Uso Racional de Energía, Ingeniero Químico, 34 años de experiencia.
7. Quirino Hernández Fundora, Jefe Área Operaciones, Ingeniero Industrial, 30 años de experiencia.
8. Elina Pérez Moré, Tecnólogo A Procesos Industriales, Ingeniero Químico, 36 años de experiencia.
9. Jorge González Díaz, Especialista B Distribución de Productos del Petróleo (E.P), Licenciado Ciencias S, 4 años de experiencia.
10. Eliobet Morejón García, Especialista B Mantenimiento Industrial, Ingeniero Mecánico, 5 años de experiencia.
11. Lázaro Rodríguez Bolaños, Tecnólogo A Procesos Industriales, Ingeniero Mecánico, 43 años de experiencia.
12. José Roque Antelo Meana, Especialista B Mantenimiento Industrial, Ingeniero Mecánico, 44 años de experiencia.
13. Roberto Morales Jiménez, Especialista A Automatización (E.P), Ingeniero en Telecomunicaciones, 24 años de experiencia.
14. Felipe Domínguez Cabrera, Especialista A Automatización, Ingeniero Automático, 34 años de experiencia.

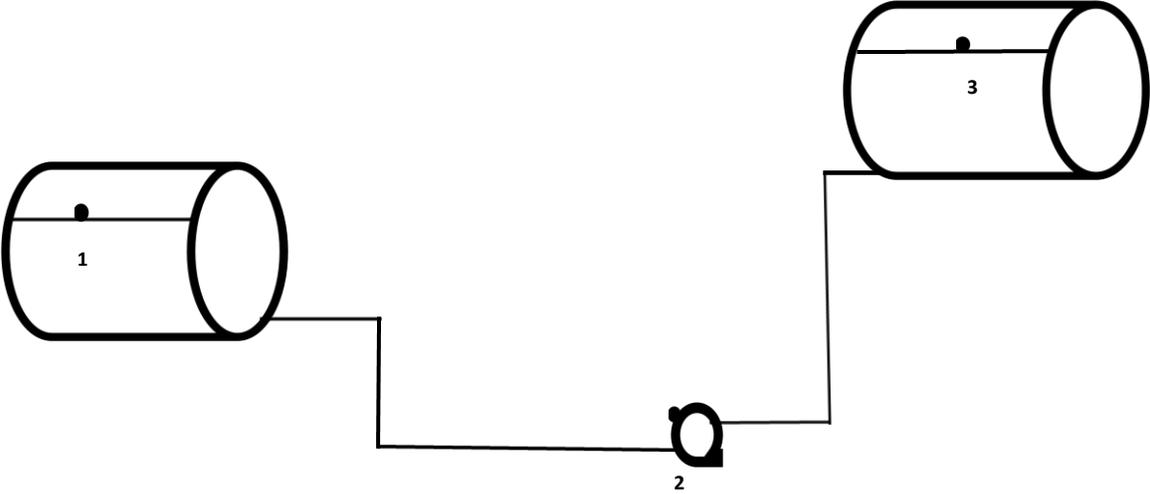
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 6. Bombas de agua de las calderas de vapor.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 7. Diagrama de flujo para la evaluación de la bomba de agua.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 8. Flujo de caja.

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión	288445,06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF	0	2362855	2362855	2362855	2362855	2362855	2362855	2362855	2362855	2362855	2362855
CV	0	27012711	30389300	33765889	33765889	33765889	19880745	19880745	19880745	19880745	19880745
Total de pagos	36137408	29375566	32752155	36128744	36128744	36128744	22243600	22243600	22243600	22243600	22243600
Total de cobros	0	41591913	46790902	51989891	51989891	51989891	51989891	51989891	51989891	51989891	51989891
Mov. de fondos	-36137408	12216347	14038747	15861147	15861147	15861147	29746291	29746291	29746291	29746291	29746291
Mov. de fondos acumulado	-36137408	-23921061	-9882314	5978834	21839981	37701128	67447419	97193710	126940001	156686292	186432583
Mov. Fondos. actualizado	-36137408	11105770	11602270	11916715	10833377	9848525	16791006	15264551	13876864	12615331	11468483
VAN	\$ 89185484										

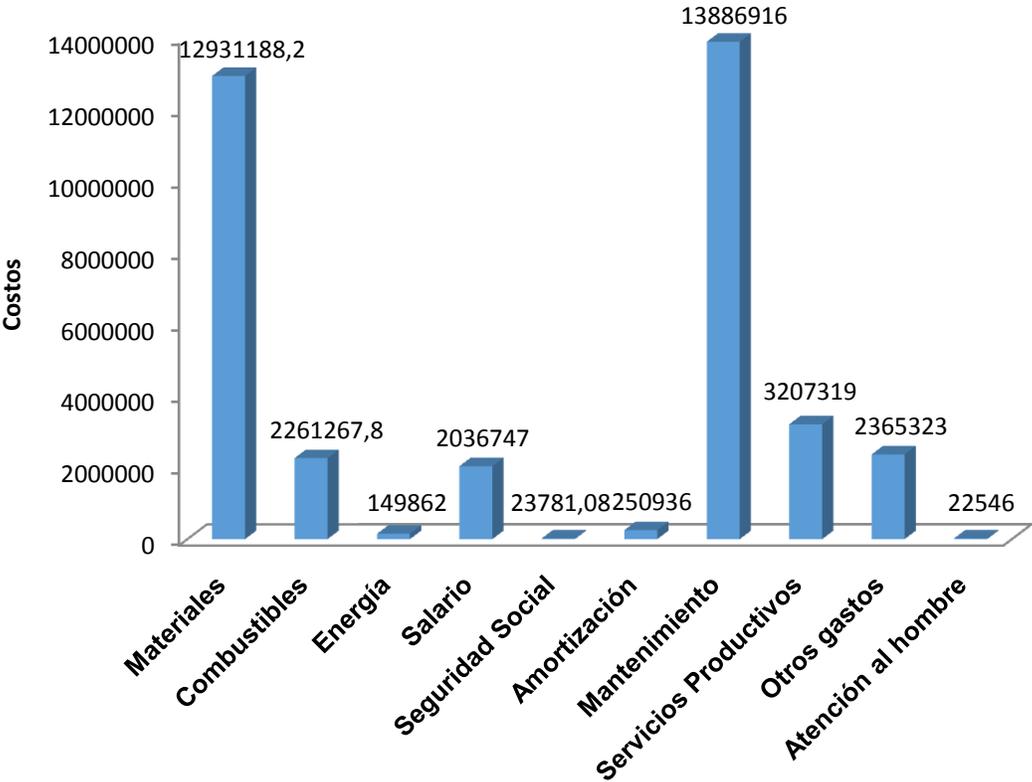
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 9. Resultado de los cálculos económicos.

	Actualidad	Después de la inversión
Volumen de producción (N) (m ³)	207959	207959
Venta (pup) (\$/m ³)	250	250
Ganancia (\$)	14854004,92	15861147,41
Costo unitario variable (CUV) (\$/m ³)	167,35	162,37
Costo/peso (CP/VP)	0,71	0,69
Punto de equilibrio (N ₀) (m ³)	28239,42	26963,24

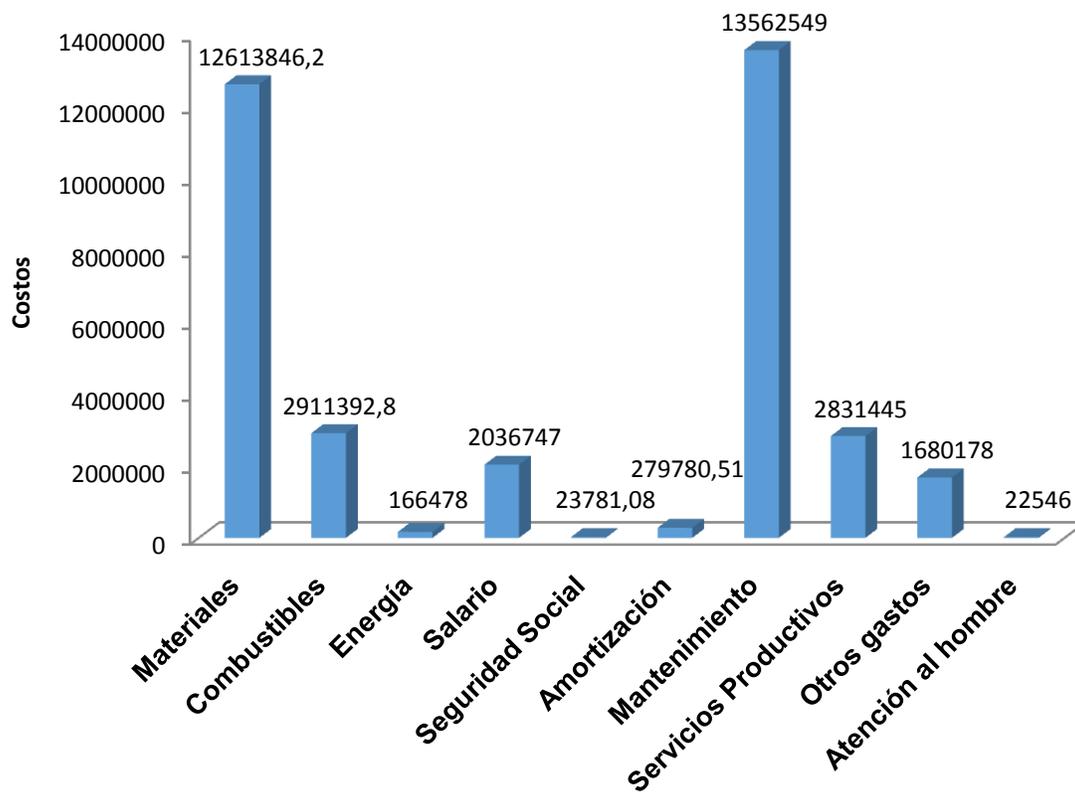
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 10. Estructura de Costo antes de las modificaciones.



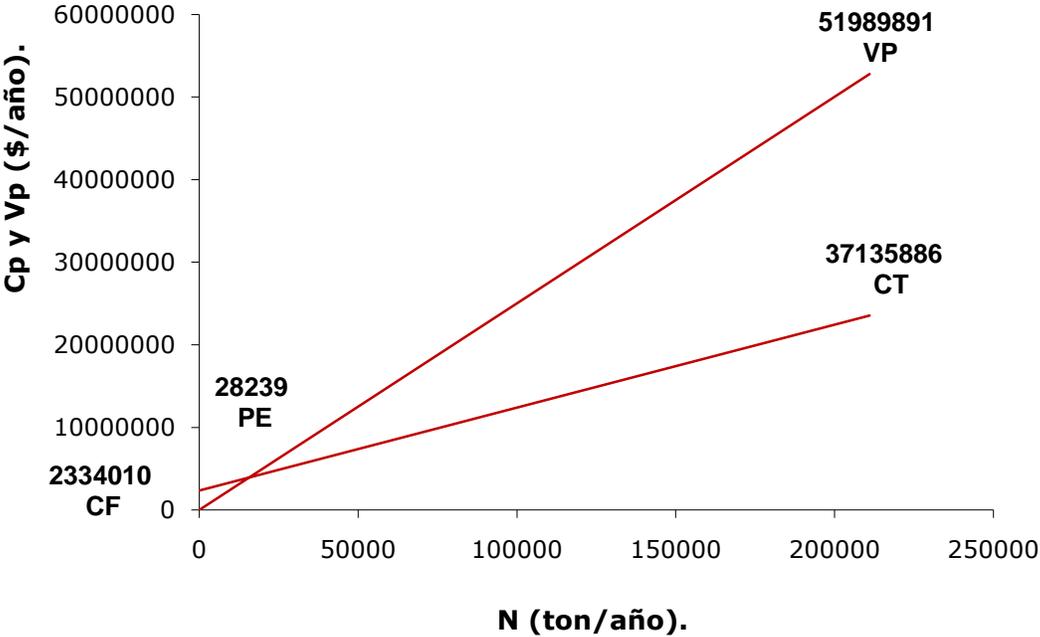
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 11. Estructura de Costo después de las modificaciones.



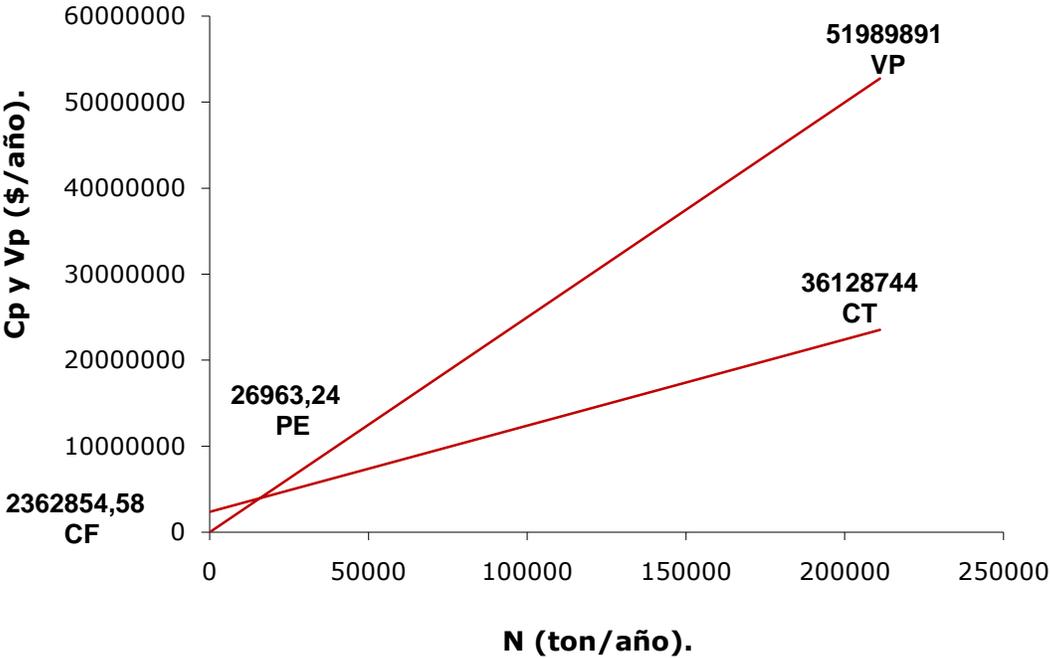
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 12. Punto de equilibrio antes de las modificaciones.



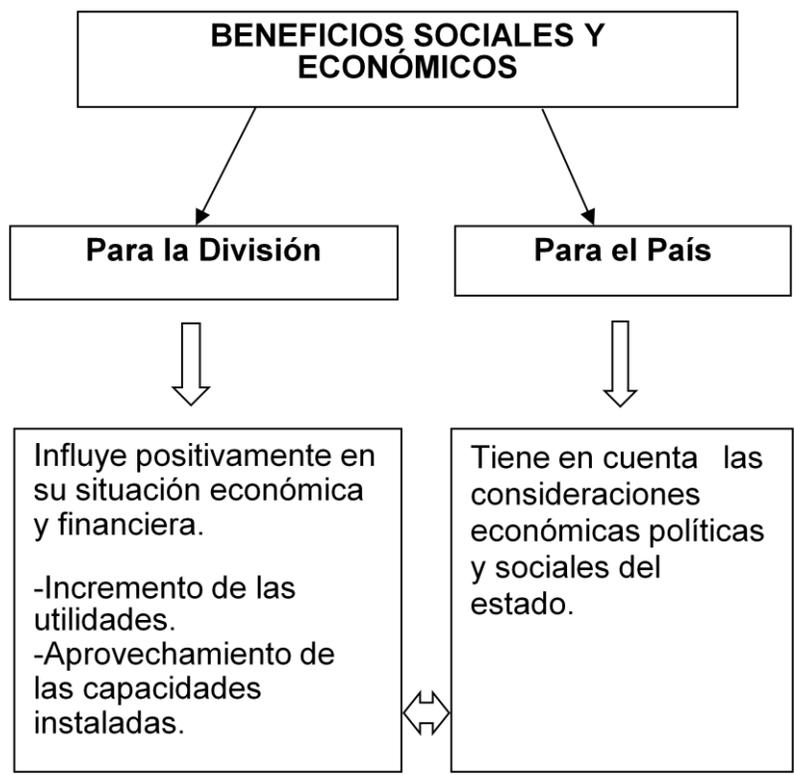
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 13. Punto de equilibrio después de las modificaciones.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 14. Diagrama costo-beneficio.



Fuente: Ibañez, 2015.