

República de Cuba



**Universidad de Cienfuegos “Carlos Rafael Rodríguez”
Facultad de Mecánica.**

*Evaluación técnica económica y ambiental del
generador de vapor F-101/2 marca: KOTLOVE
TELESCO-DOLNE de la Refinería Camilo Cienfuegos.*



Tesis en opción al título de Ingeniero Mecánico

Autor: Lázaro León Alvarez.

Tutor: Dra. Margarita Lapido Rodríguez

Cienfuegos. Cuba. 2016
“Año 58 de la Revolución”

**DECLARACION DE AUTORIDAD
UNIVERSIDAD DE CIENFUEGOS**



Sistema de Documentación y Proyecto.

Hago constar que el presente trabajo fue realizado en la Universidad de Cienfuegos: "Carlos Rafael Rodríguez" como parte de la culminación de los estudios de la carrera de Ingeniería Mecánica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la institución para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos ni publicado sin la aprobación del autor.

Firma del Autor

Los abajo firmantes, certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdos de la dirección del centro y el mismo cumple los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura, referido a la temática señalada.

Firma Información Científico Técnica

Firma Vice Decano

Firma Tutor

Firma Sistema de Documentación de Proyecto

Pensamiento.

“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad”.

Albert Einstein

Agradecimientos.

Han sido muchas las personas que han estado inmersas en mi proceso de formación como ingeniero mecánico, por esa razón quiero hacer constancia de mis agradecimientos a:

Dios que con su fe infinita ha hecho de mí el hombre que soy.

Mis padres, por su apoyo incondicional, para poder hacer realidad este hermoso sueño.

Todos los compañeros de trabajo que me han brindado su experiencia y tiempo para construir lo que hoy soy.

Todos los profesores que de una forma u otra me han ayudado en mi formación profesional.

Mi tutora Margarita Lapidó Rodríguez por todo el apoyo que me brinda.

Nuestra Revolución que me dio la oportunidad de forjarme como Ingeniero Mecánico.

*A todos ustedes
¡Muchas Gracias!*

DEDICATORIA.

Dedico este logro, el más grande que he podido alcanzar a:

Toda mi familia en especial a mis padres, mis hermanos que han aportado su granito de arena.

Todos los que me conocen y que me han apoyado durante la carrera.

Todos mis compañeros del aula, para mí fue un placer conocerlos.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo realizar un estudio técnico económico y ambiental al generador de vapor acuotubular F-101/2, el cual posee un economizador que no tiene sopladores de hollín por lo que esto causa altas temperaturas en la salida de los gases de la chimenea, debido a la suciedad provocada por el hollín e influye en el deterioro del mismo sufriendo ponches en sus tubos causando paradas impredecibles.

Se realizó una revisión bibliográfica de los componentes de un sistema termodinámico, específicamente en la generación de vapor, los principales indicadores de eficiencia y parámetros operacionales en las calderas de vapor y su uso en la industria de la refinación del petróleo.

El primer paso fue realizar un estudio a la caldera con los datos obtenidos y trabajando a diferentes cargas, donde fueron efectuadas mediciones de: monóxido de carbono, dióxido de carbono y oxígeno a los gases de combustión y para el agua alimentar y agua de calderas se midió la Conductividad, Alcalinidad total, pH, Dureza, Cloruros, Fosfato, Sulfito.

Se detectó en la evaluación técnica que el agua alimentar a caldera tratada por la planta de tratamiento actual no posee la calidad requerida para un trabajo confiable, debido a los problemas que causan las impurezas en el sistema termodinámico. Una posibilidad de ahorro de agua y de mejorar su calidad es recuperar el condensado de vapor de los consumidores ya que no está activo el ciclo acido.

Los resultados obtenidos aplicando los métodos energéticos y exergéticos al sistema estudiado, dieron como resultado 88,4% por el método directo y 88,88 % por el método indirecto. El valor del rendimiento exergético fue de 39% lo que permitió valorar en el trabajo las irreversibilidades del sistema que se incluyen en este método.

Se determina el costo termoeconómico de producción del vapor y el factor de emisión CO_2 del combustible fuel oil de la unidad F-101/2, obteniéndose valores de 3542\$/T de vapor consumidas y 43096,134 T CO_2 /año emitidas al medio.

SUMMARY

The goal of our investigation is to perform a technical, economical and environmental study about the vapor generator F-101/2, whose economizer does not include soot blowers. This provokes high temperatures in the exit of the chimney gases, due to the dirt caused by the soot. Because of this defect, the pipes of the equipment get constantly perforated, which causes unpredictable stops, it means, it has a great impact on the deterioration of the equipment.

In order to conduct this study, we have performed a bibliographical revise of the components of a thermo dynamical system, specifically the ones involved in the vapor generation, the main indicators of efficiency and the operational parameters of the vapor boilers and its use in the oil refinery industry.

The first step was performing a study about the boiler while working with different loads, during which we measured the concentration of carbon monoxide, carbon dioxide, and oxygen in the combustion gases; as well as the conductivity, total alkalinity, pH, hardness and the concentration of chlorides, phosphates and sulfite of the feeding and boiling water.

During the technical evaluation, we found that the water that feeds the boil does not possess the required quality to achieve a reliable work, due to the problems caused by the impurity in the thermo dynamic process. A possible method to save water and to improve its quality is to recuperate the vapor concentrate of the consumers because the acid cycle is not active.

The results obtained with the application of the energetic and exegetic to the studied system are 88.4% using the direct method and 88.88 % using the indirect method. The value of the energetic performance was 39%, which allowed valuing the irreversibilities of the system included in this method.

The thermo economic cost of the production using vapor estimated is 3542 dollar per Ton of vapor consumed, and the emission factor is 43096.134 CO₂ per year.

ÍNDICE

ÍNDICE

<u>INTRODUCCIÓN.....</u>	<u>1</u>
<u>Antecedentes.....</u>	<u>2</u>
<u>Capítulo I Revisión Bibliográfica.....</u>	<u>4</u>
<u>1.1 Introducción al capítulo.....</u>	<u>4</u>
<u>1.1.1 Definición de generador de vapor.....</u>	<u>4</u>
<u>1.1.2 Generalidades sobre el desarrollo de los generadores de vapor acuatubulares.....</u>	<u>6</u>
<u>1.1.2.1 Clasificaciones de las calderas acuatubulares.....</u>	<u>6</u>
<u>1.2 Componentes de un generador de vapor acuatubular.....</u>	<u>10</u>
<u>1.3 Actualidad de las calderas acuatubulares aplicadas a procesos industriales.....</u>	<u>12</u>
<u>1.4 Principales indicadores de eficiencia y parámetros operacionales en las calderas de vapor.....</u>	<u>13</u>
<u>1.4.1 Eficiencia energética.....</u>	<u>13</u>
<u>1.4.2 Indicadores termodinámicos.....</u>	<u>13</u>
<u>1.4.2.1 Rendimiento térmico.....</u>	<u>13</u>
<u>1.4.2.2 Rendimiento instantáneo.....</u>	<u>14</u>
<u>1.4.2.3 Rendimiento energético.....</u>	<u>14</u>
<u>1.4.2.4 Rendimiento exergético.....</u>	<u>14</u>
<u>1.4.3 Indicadores físico-termodinámicos.....</u>	<u>15</u>
<u>1.4.4 Indicadores económico-termodinámicos.....</u>	<u>15</u>
<u>1.5 Métodos en la evaluación de la eficiencia energética y exergética.....</u>	<u>16</u>
<u>1.5.1 Eficiencia energética.....</u>	<u>16</u>

<u>1.5.2 Eficiencia exergetica.....</u>	<u>17</u>
<u>1.6 Influencia de los parámetros de funcionamiento en el rendimiento del generador de vapor acuotubular.....</u>	<u>18</u>
<u>1.6.1 Temperatura de agua de alimentación.....</u>	<u>18</u>
<u>1.6.2 Temperatura de los gases de escape.....</u>	<u>19</u>
<u>1.6.3 Acumulación del hollín e inquemados en las superficies calefactoras.....</u>	<u>20</u>
<u>1.6.4 Impurezas en el agua alimentar de caldera.....</u>	<u>22</u>
<u>1.6.5 Exceso de purgas.....</u>	<u>24</u>
<u>1.6.6 Calidad del combustible.....</u>	<u>25</u>
<u>1.6.7 Exceso de aire.....</u>	<u>26</u>
<u>1.7 Los usos del vapor en la industria de la refinación del petróleo.....</u>	<u>27</u>
<u>1.7.1 Aplicaciones del vapor en la industria de la refinación del petróleo.....</u>	<u>28</u>
<u>1.7.1.1 Vapor para calentamiento.....</u>	<u>28</u>
<u>1.7.1.2 Vapor para Impulso/Movimiento.....</u>	<u>28</u>
<u>1.7.1.3 Vapor como Fluido Motriz.....</u>	<u>29</u>
<u>1.7.1.4 Vapor para Atomización.....</u>	<u>29</u>
<u>1.7.1.5 Vapor para Limpieza de superficies sucias.....</u>	<u>29</u>
<u>1.7.1.6 Vapor para lavado y acondicionamiento de recipientes.....</u>	<u>29</u>
<u>1.7.1.7 Vapor como medio de extinción de incendios.....</u>	<u>30</u>
<u>Conclusiones del capítulo I.....</u>	<u>30</u>
<u>Capítulo II: Evaluación técnica del generador de vapor F-101/2 marca KOTLOVE TELESCO-DOLNE de la refinería Camilo Cienfuegos.....</u>	<u>31</u>
<u>2.1. Introducción al capítulo.....</u>	<u>31</u>
<u>2.2 Características del generador de vapor F-101/2.....</u>	<u>31</u>

<u>2.2.1 Partes y equipos que componen el generador de vapor.....</u>	<u>32</u>
<u>2.2.2 Plantas Auxiliares que brindan servicio a la casa de calderas.....</u>	<u>33</u>
<u>2.2.3 Característica del quemador del generador de vapor F-101/2.....</u>	<u>34</u>
<u>2.3 Valores de servicio del F-101/2 dado por el fabricante.....</u>	<u>35</u>
<u>2.4 Descripción de los consumidores de vapor en la refinería Camilo Cienfuegos.....</u>	<u>36</u>
<u>2.5. Mediciones en los generadores de vapor.....</u>	<u>38</u>
<u>2.5.1. Instrumentos utilizados para la medición de los principales parámetros operacionales de las calderas.....</u>	<u>39</u>
<u>2.5.1.2. Mediciones en la caldera.....</u>	<u>40</u>
<u>2.6 Análisis del agua alimentar y de caldera.....</u>	<u>41</u>
<u>2.7 Análisis energético.....</u>	<u>46</u>
<u>2.8 Balance Térmico.....</u>	<u>47</u>
<u>2.8.1 Eficiencia del método directo.....</u>	<u>47</u>
<u>2.8.1.1 Calor disponible.....</u>	<u>47</u>
<u>2.8.1.2 Calor útil.....</u>	<u>48</u>
<u>2.8.1.3 Eficiencia.....</u>	<u>49</u>
<u>2.8.2 Eficiencia del método indirecto.....</u>	<u>49</u>
<u>2.8.2.1 Pérdidas de calor sensible en los gases de salida, q_2.....</u>	<u>49</u>
<u>2.8.2.2 Pérdidas de calor por combustión incompleta, q_3.....</u>	<u>54</u>
<u>2.8.2.3 Pérdida por combustible no quemado expresada en % del calor disponible q_4.....</u>	<u>54</u>
<u>2.8.2.4 Pérdida de calor por radiación al medio ambiente q_5.....</u>	<u>54</u>
<u>2.8.2.5 Pérdida por calor físico del horno q_6.....</u>	<u>55</u>
<u>2.8.2.6 Pérdidas por purgas.....</u>	<u>55</u>

<u>2.8.2.7 Eficiencia del generador de vapor por el método indirecto.....</u>	<u>58</u>
<u>2.9 Análisis exergético.....</u>	<u>58</u>
<u>2.9.1 Cálculos en el generador de vapor.....</u>	<u>59</u>
<u>2.9.1.1 La exergía del agua suministrada.....</u>	<u>59</u>
<u>2.9.1.2 La exergía del calor aportado durante el proceso de combustión.....</u>	<u>59</u>
<u>2.9.1.3 La exergía del combustible.....</u>	<u>60</u>
<u>2.9.1.4 La exergía de los gases de escape.....</u>	<u>60</u>
<u>2.9.1.5 La exergía del vapor producido por la caldera.....</u>	<u>61</u>
<u>2.9.1.6 La pérdida de exergía en el generador de vapor.....</u>	<u>61</u>
<u>2.9.2. Rendimiento exergético del generador de vapor.....</u>	<u>61</u>
<u>Conclusiones del capítulo II.....</u>	<u>62</u>
<u>Capítulo III ANÁLISIS ECONÓMICO E IMPACTO AMBIENTAL.....</u>	<u>64</u>
<u>3.1 Costo de la producción del vapor sobrecalentado en la refinería Camilo Cienfuegos.....</u>	<u>64</u>
<u>3.1.1 Cálculo del factor de recuperación.....</u>	<u>64</u>
<u>3.1.2 Cálculo del costo zonal.....</u>	<u>64</u>
<u>3.1.3 Costo exergético del combustible.....</u>	<u>65</u>
<u>3.1.4 Costo exergético del agua.....</u>	<u>65</u>
<u>3.1.5 Costo exergético unitario del vapor.....</u>	<u>66</u>
<u>3.1.6 Costo de producción del vapor sobrecalentado.....</u>	<u>66</u>
<u>3.2 Impacto medioambiental.....</u>	<u>66</u>
<u>3.3 Cálculo del Factor de emisión de la caldera acuotubular F-101/2, según su consumo de fuel oil para cuando trabaja con los dos quemadores.....</u>	<u>70</u>
<u>Conclusiones parciales del capítulo III.....</u>	<u>71</u>
<u>Conclusiones generales.....</u>	<u>72</u>

Recomendaciones.....74

Bibliografía.....75

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Los Generadores de Vapor (Calderas) constituyen un elemento esencial en el funcionamiento de la mayoría de las instalaciones industriales y de servicios. Estas instalaciones son transformadoras de energía, donde se libera la energía contenida en los combustibles, mediante el proceso de combustión la que en su mayor parte se transfiere al agua, convirtiendo a esta en vapor con la calidad y los parámetros que fija el consumidor. El vapor de agua generado es uno de los medios de transmisión de calor de mayor efectividad y su fácil generación y manejo lo han situado como uno de los servicios auxiliares más difundidos en la industria.

En Cuba, hoy en día los generadores 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 los generadores. Los cambios ocurridos en el mundo al seleccionar los nuevos diseños deben ser estudiados para la selección y explotación, incluyendo desde las propiedades del combustible, la explotación continua sin obviar la protección ambiental en los procesos de combustión y en la eficiencia de para reducir el CO₂ en las emisiones. (Babcock & Wilcox, 2006).

En la industria del refinado del petróleo, la casa de caldera juega un papel fundamental para el funcionamiento de una refinería, ya que del total de energía utilizada en una refinería oscila del 80 al 90%, procede de combustibles líquidos y gaseosos quemados en hornos del proceso y calderas, en el caso de los combustibles líquidos estos son atomizados con vapor y utilizados para el accionamiento de turbinas que acoplados a diferentes equipos tiene diferentes usos en el proceso de la refinación del petróleo. También es requerido para el acondicionamiento y lavado de los equipos para evitar riesgos de explosiones en los trabajos de mantenimiento y su uso es vital como principal medio de extinción de incendios en este tipo de plantas. (Campo Avella, J.C, & et al., s.f.)

Antecedentes:

La refinería Camilo Cienfuegos cuenta con una casa de calderas compuesta por tres generadores de vapor, F-101/1 marca DE-25-14-225-M, F-101/2 y F-101/3 marca KOTLOVE TELESCO-DOLNE capaces de producir cada uno 25T/h. Dada las averías ocurridas en el generador de vapor F-101/2 en el tiempo de trabajo desde su puesta en marcha en el 2008, se propone una evaluación técnica económica para identificar las causas y recomendar un plan de mejoras para la toma de acciones que posibiliten la operación de la planta de vapor con la máxima eficiencia, disminuyendo drásticamente las pérdidas y paralizaciones intempestivas y generando un considerable ahorro de energía, acciones que sumadas pueden incrementar la productividad.

A partir de lo anteriormente abordado se establece el siguiente **problema científico**: La operación inestable y no continua del generador de vapor F-101/2 provoca paradas no planificadas que afectan la confiabilidad del equipo.

Tomando en cuenta las particularidades de este proceso se define como **Objeto de Investigación**: Evaluación técnica económica y ambiental del generador de vapor F-101/2 marca: KOTLOVE TELESCO-DOLNE de la Refinería Camilo Cienfuegos.

De acuerdo con el **objeto de la investigación y el problema científico** se plantea como **objetivo de la investigación**: Determinar las causas que afectan la operación estable y continua del generador de vapor F-101/2.

Para el logro de este objetivo se parte de la **Hipótesis**: evaluar el proceso de generación vapor y obtener una valoración actual del sistema que permita detectar las causas que provocan inestabilidad del sistema.

Para cumplimentar el **objetivo** propuesto y alcanzar los resultados esperados se desarrollaron los siguientes **Objetivos Específicos**:

1. Realizar una revisión bibliográfica sobre el funcionamiento, la eficiencia y la confiabilidad de los generadores de vapor acuotubulares.
2. Detectar los problemas técnicos en los componentes de caldera que afectan su operación estable.
3. Determinar la eficiencia energética y exergética del F-101/2
4. Valorar las pérdidas energéticas que atentan contra la operación eficiente del generador de vapor F-101/2.
5. Realizar un análisis económico y ambiental de la caldera de estudio.

Capítulo I

Capítulo I Revisión Bibliográfica.

1.1 Introducción al capítulo.

La generación y utilización del vapor ha sido el pilar fundamental en el desarrollo de la humanidad. Siendo la chispa que impulso a la revolución industrial, momento a partir del cual se produce el desarrollo acelerado de la industria moderna de procesos. Hoy en día el generador de vapor es un elemento esencial en el funcionamiento de prácticamente todas las industrias. No erróneamente es que se ha llegado a plantear que el generador de vapor es el corazón de toda industria moderna. (González, 2000)

1.1.1 Definición de generador de vapor.

Diversos autores clasifican el término generador de vapor tomando como concepto el término intercambiador de calor y especificando sus diversos usos industriales.

El término de generador de vapor está siendo utilizado en la actualidad para reemplazar la denominación de caldera. Es un intercambiador de calor altamente especializado, en el cual se transfiere al agua, el calor desprendido por el combustible, para formar el vapor. Lo componen diversos equipos con diferentes funciones, pero todos contribuyen a garantizar su funcionamiento y aumentar su eficiencia térmica (González, 2000).

El nombre de Generador de Vapor es mucho más reciente que estos equipos y ha sustituido al de Caldera, como se conocían inicialmente. (Tanquero, León & Meré, 2004). Se definen por muchos autores: instalaciones transformadoras de energía, donde se libera la energía contenida en los combustibles, mediante el proceso de combustión la que en su mayor parte se transfiere al agua, convirtiendo a esta en vapor con la calidad y los parámetros que fija el consumidor. El vapor de agua generado es uno de los medios de transmisión de calor de mayor efectividad y su fácil generación y manejo lo han situado como uno de los servicios auxiliares más difundidos en la industria.

Los generadores de vapor modernos se fabrican en una amplia gama de tipos y capacidades, los hay desde pequeñas unidades con producciones de 0,3 t/h

y presiones menores que 1Mpa, hasta gigantescas instalaciones de 4 000 t/h de producción y presiones del orden de los 26 Mpa. En cuanto a la temperatura van desde simples unidades de vapor saturado, hasta generadores de vapor sobrecalentado a 570 °C. (González, 2000)

La compañía Babcock and Wilcox en su última edición define al generador de vapor o caldera como el equipo que usa calor para convertir agua en vapor para diferentes aplicaciones, donde incluye los que generan potencia eléctrica y los que entregan procesos de calentamiento industrial, se plantea el vapor como un recurso de alta disponibilidad.

Dada la diversidad de tipos, amplia gama de capacidades, y complejidad técnica, justifica la necesidad para su correcta explotación y el conocimiento de los procesos en las plantas que se explotan, garantizando su fiabilidad y eficiencia.

Según Rodríguez (2000) un aspecto importante que las empresas deben considerar es el conocimiento de las personas como un activo productivo y como tal, uno de los más importantes de que disponen, ya que la instalación sin el personal adecuadamente preparado para manejarlo, es factor de alto riesgo para la supervivencia empresarial, así disponga de la última tecnología. Por lo que se debe motivar a dar capacitación, entrenamiento y re-entrenamiento a los trabajadores en todos los niveles: ingenieros, supervisores, técnicos y operadores.

En Cuba, hoy en día los generadores constituyen un elemento esencial en el funcionamiento de 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 los generadores. Los cambios ocurridos en el mundo al seleccionar los nuevos diseños deben ser estudiados para la selección y explotación, incluyendo desde las propiedades del combustible, la explotación continua sin obviar la protección ambiental en los procesos de combustión y en la eficiencia de para reducir el CO₂ en las emisiones. (Babcock & Wilcox, 2006).

1.1.2 Generalidades sobre el desarrollo de los generadores de vapor acuotubulares.

Las calderas de tubos de agua tuvieron su origen a finales del siglo XVIII, pero el modelo original dista mucho de los diseños de hoy día.

El primer diseño viable de la caldera acuotubular, patentada en 1867 por los inventores estadounidenses George Herman Babcock y Stephen Wilcox. En la caldera tubular el agua recorría unos tubos calentados por gases de la combustión y el vapor se acumulaba en un tambor. El calor se transmitía por radiación y convección, pasando al agua y evaporándose parcialmente de manera que la descarga de los tubos estaba constituida por una mezcla de agua y vapor saturados. Esta disposición aprovechaba el calor de convección de los gases y el calor radiante del fuego y las paredes de la caldera. Este aprovechamiento de la energía calorífica se logró gracias a las superficies de transferencia que se incorporaron a mediados del siglo XIX tales como el economizador y en el 1860 se comienza a utilizar el sobrecalentador. La amplia aplicación de la caldera tubular se hizo posible en el siglo XX con adelantos como las aleaciones de acero de alta temperatura y las técnicas modernas de soldadura, que convirtieron la caldera tubular en el modelo de las grandes calderas.

1.1.2.1 Clasificaciones de las calderas acuotubulares

Muchos autores clasifican a la caldera con diferentes aspectos técnicos y a continuación una de las clasificaciones que se realizan son las siguientes.

- Presión en el hogar: Hogar al vacío, Hogar presurizado.
- Por el tiro de los gases: Natural, Balanceado, Forzado.
- Por el tipo de transmisión de calor: Por convección, Por radiación, Mixta.
- Tipo de operación: Automática, Semiautomática, Manual.
- Por la presión del vapor producido: Baja $p < 20$ bar, Media $p = 20-64$ bar, Alta $p > 64$ bar.

- Por el tipo de combustible: Petróleo (diesel, fuel oil o crudo, mezcla), Gas (gas licuado del petróleo (GLP), gas de refinería, gas natural), Combustibles especiales (leña, bagazo, desperdicios).
- Por la naturaleza del servicio pueden ser: Terrestre, Marítimo o Móvil.
- Tipos de circulación del agua dentro de generadores de vapor acuotubular

Circulación natural:

La circulación del agua y de la mezcla agua-vapor ocurre naturalmente debido a la diferencia de densidades entre el agua más fría y la mezcla de agua-vapor (efecto sifón). Implica entonces tener un circuito cerrado por donde circula el agua y una diferencia de altura apreciable entre las partes altas y bajas del equipo. Los generadores chicos, los de potencia mediana y una buena parte de los grandes generadores de vapor son de circulación natural.

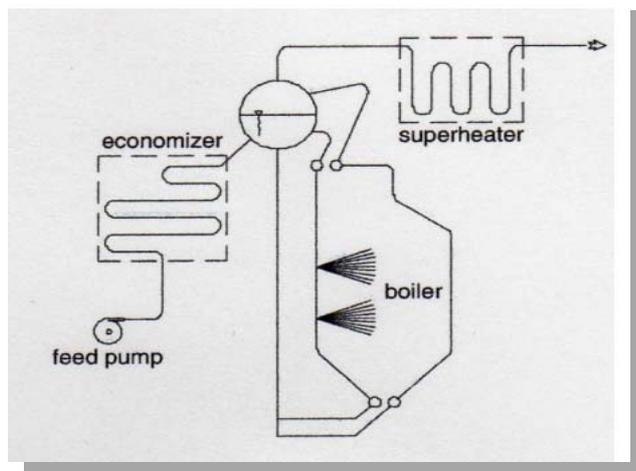


Figura 1.1 Circulación natural en generadores de vapor tipo D.

Circulación forzada:

Este tipo de calderas tiene una concepción distinta, se trata de un circuito abierto y no cerrado. La bomba impulsa el agua a través de una primera superficie de intercambio donde se precalienta, luego pasa a un segundo intercambiador donde se vaporiza y luego, en algunos casos, pasa a un tercer intercambiador donde se sobrecalienta.

- Desde el criterio constructivo las calderas acuotubulares son de dos tipos: De tubos horizontales rectos y de tubos doblados. Rodríguez 2000 utiliza la siguiente clasificación:

Calderas de tubos horizontales rectos

Están constituidas por bancos de tubos que por lo general están en zig zag con una inclinación de 15° a 25° para favorecer la circulación. Este tipo de caldera fue muy popular entre 1920 y 1940 y era utilizado para producir vapor de proceso y ocasionalmente generar calentamiento en edificios. Su producción estaba limitada a 10.000 lbs/h por cada pie de ancho de la caldera. Sus principales desventajas eran una limitada capacidad para una adecuada separación del vapor del agua a altas tasas de evaporación y una pobre distribución de circulación.

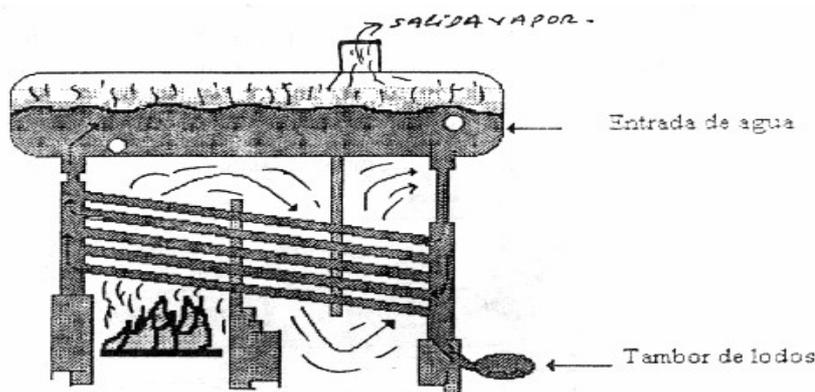


Figura 1.2: Calderas de tubos horizontales rectos

Calderas de Tubos Dobladados.

Este diseño ofrece mayor flexibilidad pues donde la altura libre es limitada la caldera puede hacerse ancha y baja, o puede ser alta y estrecha en los sitios donde la limitante sea la amplitud. Los principales elementos de una caldera de este tipo son esencialmente tambores conectados por tubos doblados. Las primeras unidades fueron de 4 tambores y, aunque este era un diseño bastante aceptable, fue mejorado por el de 3 y más tarde por el de 2 tambores.

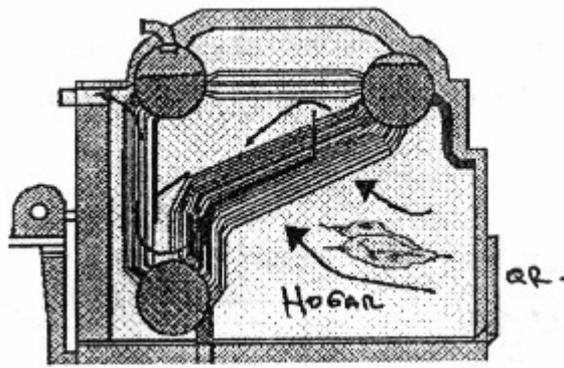


Figura 1.3: Caldera de tubos doblados

Algunas ventajas que estas calderas muestran sobre las de tipo horizontal son las siguientes:

- Respuesta rápida a fluctuaciones de carga.
- Gran economía en la fabricación y operación.
- Mayor accesibilidad para limpieza y mantenimiento.
- Producción de un vapor de mejor calidad.
- Capacidad para trabajar a presiones mucho más altas.

Calderas de Tubos Dobladados y Paredes de Agua.

Las calderas de mayor capacidad necesitaron aumentar el tamaño de los hornos lo que incremento la temperatura en ellos. Esto trajo como consecuencia un excesivo mantenimiento en el refractario del horno. Las más altas temperaturas de gases incrementaron el ensuciamiento de las superficies de transferencias.

Los nuevos diseñadores desarrollaron un horno, virtualmente rodeado por una superficie de transferencia en forma de paredes, construidas por bancos de tubos y se llaman paredes de agua o paredes de tubos de agua y además de evitar las excesivas temperaturas por ensuciamiento aumentan la capacidad de generación. A partir de la aparición de las calderas con paredes de agua, los diseños se estandarizaron en tres tipos básicos: Calderas tipo A, tipo O y tipo D.

Calderas Tipo A.

Consisten de un tambor de vapor y dos tambores de lodos arreglados de forma que asemejan una A con el tambor de vapor en el vértice y los tambores de

lodos en el fondo. Cada uno de los haces de tubos laterales conforman el horno de la caldera. Este tipo desbalanceaba la llama hacia uno u otro lado dependiendo del estado de circulación natural de cada extremo.

Calderas Tipo D.

El tambor de vapor está directamente encima del tambor de lodos pero hacia un lado del horno y una serie de tubos une los tambores verticalmente. El resto de tubos se extiende horizontalmente desde los tambores de vapor y lodos hasta las paredes del horno donde se convierten en tubos de pared de agua. Este tipo es el más empleado en la industria ya que favorece la circulación natural.

Calderas Tipo O.

Constan de un tambor de vapor localizado directamente encima del tambor de lodos pero ambos se encuentran en el centro de la caldera y los tubos que los unen asemejan una O. En estas, el horno es un tubo en el cual la llama recorre toda su extensión, propiciando condiciones de limpieza de las tuberías, puesto que los gases avanzan paralelos a las tuberías de convección.

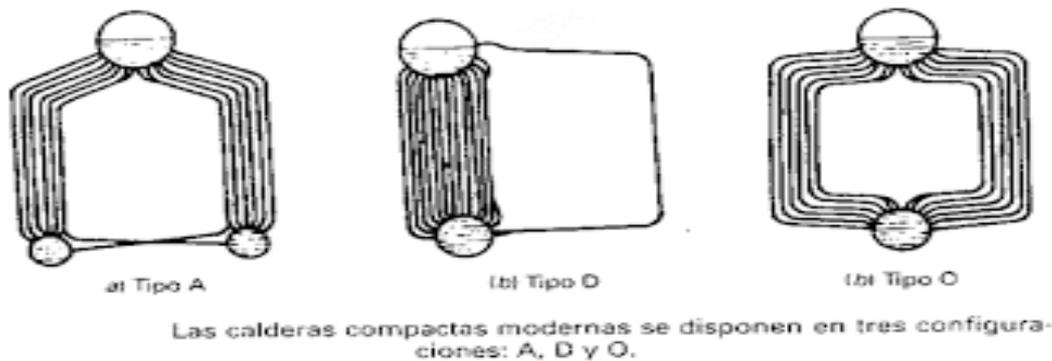


Figura 1.4: Disposiciones de los domos en los generadores de vapor.

1.2 Componentes de un generador de vapor acuotubular.

Tambor de vapor: Es el lugar donde el agua y el vapor se separan. Aquí se encuentra la entrada de agua de alimentación, la cual entra bajo control de nivel. Todos los tubos de flujo ascendente y descendente van acoplados a este tambor. Existe también una salida de vapor hacia el sistema de proceso o a un sobrecalentador. En el tambor de vapor se instalan válvulas de alivio o de escape para proteger al sistema.

El método de separación del agua y del vapor es el mismo en la mayoría de las calderas y se lleva a cabo en un separador mecánico o en un separador ciclónico.

Tubos descendentes: Los que bajan el agua más densa del tambor de vapor al tambor de lodos. Estos tubos son de acero al carbono.

Tubos ascendentes: Son los tubos por donde sube el agua que ha perdido densidad y va al tambor de vapor.

Caja de secado: Es un compartimiento interno para coleccionar el vapor seco y distribuirlo a los tubos de salida al sobrecalentador.

Tambor de lodos: Los tambores de lodos son los cabezales de recolección en el fondo de los haces de tubos ascendentes y descendentes. De estos tambores de lodos se extrae la purga.

Ventilador: Son los encargados de suministrar el aire para la combustión en las calderas de tiro forzado y de sacar los gases desde el hogar hacia la chimenea en las calderas de tiro inducido.

Pre calentador de aire: Es un intercambiador generalmente con vapor de baja presión que se condensa y retorna al sistema como agua de alimentación. La temperatura normal del aire entrando al calentador de aire debe estar entre 140°F (60°C) y 176°F (80°C).

Calentador de aire: En esta parte se termina de darle temperatura al aire que va para la combustión intercambiando temperatura con los gases que vienen de la combustión.

Economizador: Los economizadores son superficies termo intercambiadoras constituidas por bancos tubulares, encargadas de recuperar la energía de los humos precalentando el agua de alimentación de la caldera, antes de ser evacuados a la atmosfera, esta superficie calefactora es necesaria para obtener una alta eficiencia en la caldera.

Caja de aire: Es la parte por donde se conduce el aire que va del ventilador hacia los quemadores.

Hogar de la caldera: Está constituido por una serie de tubos que forman las llamadas paredes de agua que le dan la forma y encierran la zona radiante de la caldera pues allí el calor es transmitido principalmente por radiación.

Paredes de membrana: Son formadas en su totalidad de tubos refrigerados por el agua que circula por su interior. Estos tubos están unidos entre sí por medio de soldadura de estanqueidad en el lado de gases.

Quemadores: Son los elementos de la caldera encargados de suministrar y acondicionar el combustible para mezclarlo con el aire y obtener una buena combustión. Deben producir una llama estable y uniforme de manera que se realice una cierta distribución en el hogar.

Deshollinador: La mayoría de calderas están equipadas con sopladores de hollín, los cuales sirven para mantener limpia la superficie exterior de los tubos que pudiera afectar la transferencia de calor.

Sobrecalentador: Es una superficie de absorción de calor por medio de la cual se eleva la temperatura del vapor por encima de su punto de saturación.

Beneficios que brinda el sobrecalentador:

- Se aumenta la eficiencia total de la unidad.
- Se aumenta la ganancia termodinámica del vapor.
- Se obtiene un vapor más seco.

Válvula atemperadora: Con ella se regula y limita la temperatura del vapor sobrecalentado diluyendo el vapor a alta temperatura en agua a baja temperatura.

Chimenea: Conducto por donde se evacuan los gases de combustión.

1.3 Actualidad de las calderas acuatubulares aplicadas a procesos industriales.

Los generadores de vapor modernos se fabrican en una amplia gama de tipos y capacidades, los hay desde pequeñas unidades con producciones de 0,3 t/h y presiones menores que 1Mpa, hasta gigantescas instalaciones de 4 000 t/h de producción y presiones del orden de los 26 Mpa. En cuanto a la temperatura van desde simples unidades de vapor saturado, hasta generadores de vapor sobrecalentado a 570 °C (González, 2000).

Otros autores como Tanquero et al (2004) señalan que normalmente en la industria se utilizan generadores de vapor acuatubulares, que trabajan a presiones inferiores a 64 bar y temperaturas menores de 450°C, lo que corrobora los diversos cambios tecnológicos en su explotación.

La compañía Babcock and Wilcox señala que la capacidad en grandes plantas de potencia eléctrica puede variar de 0,1 kg/s hasta grandes plantas de 1260 kg/s sobre 0,1013 Mpa 100 °C procesos de calentamiento hasta más de 31 Mpa y 593°C en plantas de potencia avanzada. (Babcock & Wilcox, 2006). Estos equipos tienen como objetivo entregar vapor en la cantidad, con los parámetros, calidad y en el momento requerido por los equipos de uso final, en forma continua y operación económica y segura para los consumidores.

1.4 Principales indicadores de eficiencia y parámetros operacionales en las calderas de vapor.

1.4.1 Eficiencia energética.

Este parámetro está estrechamente relacionado con ahorro energético y por consiguiente ahorro económico, con la competitividad, seguridad y el cuidado del medio ambiente, por lo que se puede inferir que es un indicador que presenta gran importancia, aún más en este momento cuando el mundo se debate en una gran crisis económica y ambiental.

Eficiencia energética = Energía útil de salida/ Energía de entrada al proceso.

Para monitorear las variaciones de la eficiencia energética se emplean diversos indicadores.

1.4.2 Indicadores termodinámicos.

Emplean los elementos de la termodinámica y pueden llegar a ser tan sofisticadas que relacionan la energía actual con la energía empleada en un proceso ideal. Se calculan en términos de funciones de estado y están en un contexto particular del medio, no vinculadas a parámetros del consumidor o con el producto de salida.

1.4.2.1 Rendimiento térmico.

Valora el aprovechamiento de la energía de entrada o calor disponible en función del calor útil entregado al agua, es utilizado como parámetro de comparación en calderas y no tiene en cuenta la calidad de la energía, ni la influencia de factores económicos.

Mediante el balance térmico, empleándose el método Directo o Indirecto se pueden obtener los valores de eficiencia de una caldera en porcentaje o por término de evaporación. Los principales factores que limitan el rendimiento de la caldera son:

- La combustión incompleta producto de un pobre coeficiente de exceso de aire, o sea no se suministra el oxígeno suficiente para lograr la oxidación máxima posible.
- Las altas temperaturas de salida de los gases de escape producto de la presencia de incrustaciones y suciedades en las superficies de transferencia que impiden aportarle al agua todo el calor posible.
- Las incrustaciones y corrosión en las superficies de transferencia de calor, producto de un inadecuado tratamiento del agua de alimentar.

1.4.2.2 Rendimiento instantáneo.

Representa el aprovechamiento de la energía de entrada para un intervalo de tiempo dado para el cual se hizo la prueba de balance. Es aquel que se obtiene del conjunto caldera-quemador en un instante determinado y en condiciones de marchas estabilizadas, pero no refleja las variaciones de los parámetros de la caldera en el tiempo.

1.4.2.3 Rendimiento energético.

En función de la Segunda Ley de la Termodinámica, tiene en cuenta la variación en la calidad de la energía, tanto en la corriente de salida como en la de entrada.

1.4.2.4 Rendimiento exergético.

Este rendimiento permite distinguir los métodos de utilización de los recursos energéticos que son termodinámicamente efectivos de aquellos que no lo son, o lo son en menor grado; se puede emplear para determinar la efectividad de posibles proyectos técnicos destinados a mejorar las prestaciones de sistemas térmicos, comparando los valores de la eficiencia antes y después de que la modificación propuesta se lleve a cabo para ver el grado de mejora obtenido.

El objetivo de un análisis exergético es localizar e identificar las causas de la destrucción o la pérdida de exergía así como cuantificar su magnitud. Esto

permitirá centrar la atención en aquellos aspectos de la operación del sistema analizado que ofrecen mayores oportunidades de mejoras. (Shapiro, 2000)

1.4.3 Indicadores físico-termodinámicos.

Las mediciones de entrada son unidades termodinámicas, pero la energía de salida es medida en unidades físicas que están relacionadas con el proceso o parámetros de salida. Son los que mejor reflejan las variaciones técnicas y económicas.

1.4.4 Indicadores económico-termodinámicos.

Es un híbrido donde la energía de entrada es medida en unidades termodinámicas o indicadores físico-termodinámicos y la energía de salida en valores monetarios.

Algunos de los indicadores que representan la eficiencia de la caldera en términos económicos son:

Costo de producción del vapor.

$CPV = \text{Costo de producción (\$)} / \text{Producción de vapor (ton)}$

Permite evaluar la influencia que tiene la eficiencia de la caldera en la producción del vapor, tomando en cuenta los costos asociados a su obtención. Es sensible a las variaciones en el factor de carga.

Costo de producción de energía.

$CPE = \text{Costo de producción (\$)} / \text{energía del vapor (kW-h)}$

Considera parámetros termodinámicos y no unidades físicas, además no evalúa los cambios de calidad.

Costo de la exergía.

$CPEx = \text{Costo de producción (\$)} / \text{exergía del vapor (kW-h)}$

Tiene la posibilidad de evaluar las variaciones en la calidad de la energía.

1.5 Métodos para la evaluación de la eficiencia energética y exergética.

1.5.1 Eficiencia energética.

Para poder determinar la eficiencia energética de un generador de vapor existen dos métodos, el directo e indirecto. El primero define la eficiencia de la caldera como la relación entre la energía aprovechada en la transformación del agua en vapor y la energía suministrada por el combustible. Por otra parte el método indirecto se calcula restando al valor 100 las pérdidas de calor ocurridas en el generador.

La eficiencia del método directo se determina por la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{Q_1}{Q_d} * 100, \quad \% \quad (1.1)$$

Donde:

Q_1 – Calor útil

Q_d – Calor disponible

La eficiencia del método indirecto se determina por la expresión:

$$\eta_i = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6 - q_7, \quad \% \quad (1.2)$$

Donde:

q_2 –Pérdidas de calor sensible en gases de combustión.

q_3 –Pérdidas por combustible no quemado.

q_4 –Pérdida por incombustión mecánica.

q_5 –Pérdidas por radiación y convección.

q_6 –Pérdidas por calor físico en el horno

q_7 –Pérdidas por purgas.

De los dos métodos consultados el indirecto presenta una ventaja con respecto al directo, pues el hecho de que las pérdidas sean analizadas de

forma independiente permite visualizar cuál de estas se encuentra fuera de parámetros y así se podrá actuar rápida y directamente sobre la causa que lo provoca.

1.5.2 Eficiencia exergetica.

La exergía es una propiedad extensiva que caracteriza el máximo trabajo teórico que puede obtenerse de la interacción de dos sistemas que se encuentran en diferentes estados hasta llegar al equilibrio. Se destruye a causa de las irreversibilidades, una vez alcanzado el equilibrio térmico y mecánico entre el sistema y el medio ambiente la exergía será cero.

Para poder determinar la eficiencia exergetica es necesario hacer el balance energético que se acaba de describir. Este método tiene una ventaja con respecto al anterior por el hecho de que incluye la irreversibilidad del sistema al tener en cuenta la propiedad entropía, que valora el cambio de las condiciones del sistema en función de las variaciones del proceso termoenergético y la influencia de la temperatura de referencia, es decir la temperatura del medio ambiente que se considera para los cálculos exergeticos.

Con la aplicación de este método se valoran las irreversibilidades internas que tienen lugar en las calderas tanto en el proceso de combustión como en los procesos de transmisión de calor para la formación del vapor.

El cálculo de la exergía de un flujo tiene en cuenta como ya se ha descrito los parámetros de entalpia y entropía del mismo en su estado actual con relación a los que tendría en las condiciones de referencia y la expresión general para calcularla es:

$$e = (i - i_o) - T_o(s - s_o) \quad (1.3)$$

El cálculo del flujo exergetico es:

$$E = e * m(1.4)$$

El cálculo de la eficiencia exergetica responde a la ecuación:

$$\eta_{exerg} = \frac{E_{sal}}{E_{ent}}(1.5)$$

1.6 Influencia de los parámetros de funcionamiento en el rendimiento del generador de vapor acuotubular.

En la actualidad la reducción de los costos operacionales y los ahorros de energía asociados deben ser considerados en las políticas y estrategias a tomar por las empresas. En Cuba, hoy en día los generadores 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 los generadores. Arnulfo Oelker (2011) afirma que una de las medidas de ahorro es optimizar el consumo de energía en las calderas, que depende de la eficiencia con que trabajan los generadores. Según Rodríguez (2000) se podría salvar mucho capital manteniendo la caldera en un nivel óptimo de desempeño, ya que el objetivo de una caldera bien diseñada, además de generar vapor, es realizar el proceso de evaporación con la máxima eficiencia posible.

La eficiencia térmica es el indicador más importante del trabajo de un generador de vapor, ya que caracteriza el grado de aprovechamiento de la energía suministrada, o sea, la parte de esa energía que ha sido transferida al agente de trabajo. Es importante conocer los diferentes factores de los cuales depende la eficiencia, algunos inherentes al fabricante y otros a la operación y uso, entre los que se exponen a continuación:

1.6.1 Temperatura de agua de alimentación.

La eficiencia de la caldera aumenta con la elevación de la temperatura del agua de alimentación al necesitarse menos energía para producir el vapor. Por cada 6°C de aumento en el agua de alimentación de la caldera existe aproximadamente 1% de ahorro de combustible (Tenorio, 2014)

1.6.2 Temperatura de los gases de escape.

Los gases de combustión deben salir al mínimo de temperatura, como indicación de que se extrajo el máximo de la energía liberada durante la combustión. El aumento en la temperatura de salida de gases de una caldera, aumenta la pérdida de calor en los productos de la combustión y con ello reduce su eficiencia térmica. (Oelker, 2011)

Dado que la combustión genera gases ácidos, los más obvios de estos gases son el ácido sulfúrico y el ácido nítrico, resultantes del quemado de compuestos de azufre y nitrógeno en el combustible.

La reducción de las temperaturas de salida de la chimenea, por debajo del punto de rocío, originara la condensación del gas ácido y, en consecuencia, la corrosión de los equipos de baja temperatura. Como regla empírica, los combustibles gaseosos normalmente tiene puntos de rocío de gas ácido por debajo de 150°C. En pruebas efectuadas con petróleo crudo con contenido aproximado de 6% en peso de azufre, se alcanzó un punto de rocío de gas ácido de 230°C. (Franklin, 2000)

La figura 1.6 muestra en forma referencial como disminuye la eficiencia térmica de una caldera con el aumento en la temperatura de descarga de los productos de la combustión. A modo de referencia se puede considerar que por cada 20 °C que aumente la temperatura en la chimenea, aumenta en un 1.0 % el consumo de combustible. (Oelker, 2011)

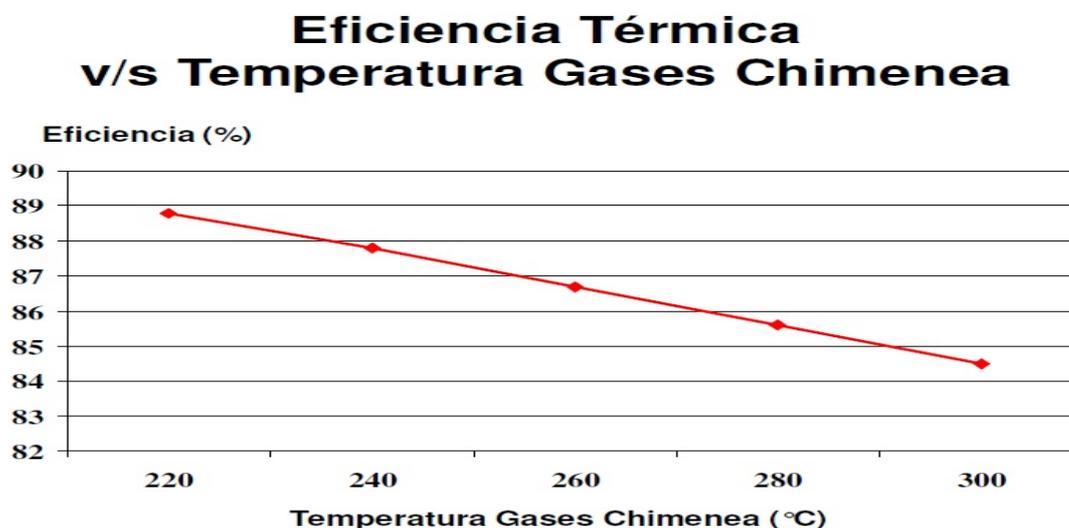


Figura 1.6: Eficiencia térmica v/s temperatura salida de gases.

Entre los factores que pueden tener incidencia con una excesiva temperatura en chimenea destacan:

- a) El ensuciamiento del circuito de gases con hollín, producto de una deficiente combustión o insuficiente limpieza de las superficies térmicas.
- b) La presencia de incrustaciones por el lado agua, producto de un deficiente tratamiento de agua (régimen de purgas).
- c) Deficiencias de diseño o sobrecarga térmica.

1.6.3 Acumulación del hollín e inquemados en las superficies calefactoras.

El ensuciamiento externo, producido por las cenizas y el hollín, productos de la combustión disminuyen la eficiencia debido a que una caldera transfiere el calor generado en su hogar al agua dentro de ella y depende de su área de transferencia térmica y del estado de limpieza de está.

En la tabla1.1 se muestran las pérdidas de eficiencia en calderas por la presencia de hollín en tubos. (Tenorio, 2014)

Espesor de Hollín	Perdida Térmica
0,78mm	9.5%
1,50mm	26%
3,10mm	45,3%
4,60mm	69%

Tabla1.1: Espesor de hollín contra perdida térmica.

En la siguiente figura 1.7 se muestra como el espesor de la capa de hollín puede incrementar el consumo de combustibles. (Franklin, 2000)

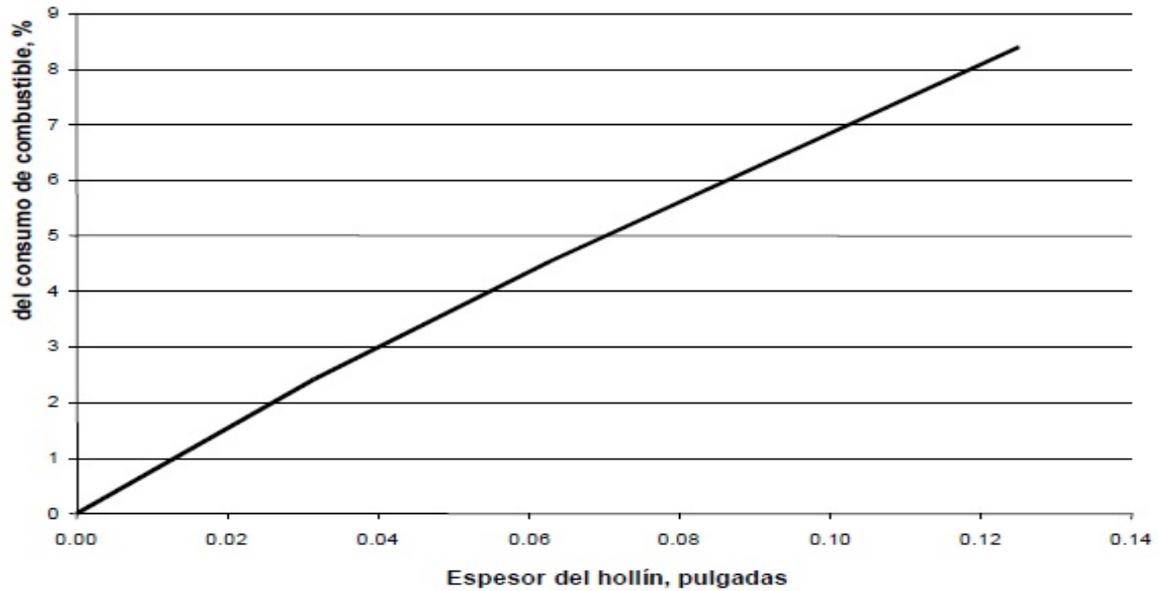


Figura 1.7: Aumento de combustible debido al incremento del hollín incrustado en los tubos.

La figura 1.8 muestra el esquema de un tubo con el ensuciamiento externo, producido por las cenizas y el hollín, productos de la combustión. Gonzalo Rodríguez (2000) plantea que la situación se hace más crítica cuando se queman combustibles líquidos como los aceites crudos combustibles o aceites residuales como el combustóleo o fuel oil.

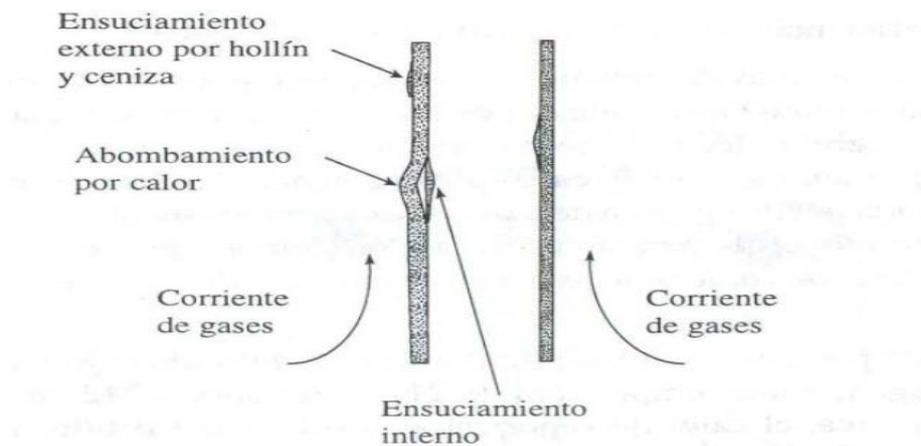


Figura 1.8: Ensuciamiento externo, producido por las cenizas y el hollín.

En la tabla 1.2 se muestran las temperaturas en las que los gases de la combustión alcanza el punto de rocío para diferentes % de azufre en el combustible. (González, 2000)

% de S	2.0 %	2.5 %	3.0 %	3.5 %
Temperatura de rocío	125- 149°C	125-154°C	130-158°C	130-170°C

Ángel M. Rubio González (2000) plantea que los efectos de la corrosión se ven incrementados por las incrustaciones de residuos volátiles en los tubos de las superficies recuperadoras. Debido a las acumulaciones de suciedad que reducen la temperatura del metal de los tubos. Además, como sus depósitos son porosos permiten que los gases entren en contacto con el tubo y se produzca la condensación de su vapor de agua, en el cual diluye los ácidos contenidos en las cenizas y se provoca una intensificación de la corrosión.

Gonzalo Rodríguez Guerrero (2000) plantea que la solución, para el caso del economizador, es aumentar la temperatura del agua de alimentación a un punto tal que quede muy cercana al punto de rocío, de manera que la temperatura de la pared del tubo este por encima de la temperatura de condensación. Es más efectivo que la temperatura de la pared del tubo este cercana de la temperatura del agua, que incrementar la temperatura de los gases a la salida de la chimenea, debido al alto coeficiente de transferencia de calor del agua, comparado al del flujo de gases.

1.6.4 Impurezas en el agua alimentar de caldera.

La utilización del agua destinada a la alimentación de los equipos productores de vapor, presenta a menudo una serie de dificultades surgidas principalmente por impurezas contenidas en la misma provocando que la caldera y los equipos accesorios no trabajen en forma normal. Por las razones anteriores es necesario eliminar las impurezas del agua mediante plantas de tratamiento, antes de su alimentación a las calderas, o por lo menos reducirlas hasta un valor admisible que garantice que las calderas puedan operarse con seguridad. Ejemplo de las impurezas se muestran en la tabla 1.3.

Impureza	Fuente	Efecto
Algas	Crecimiento orgánico	Ensuciamiento
Calcio	Depósitos	Incrustación
Dióxido de carbono	Gases disueltos	Corrosión
Cloruros	Depósitos minerales	Corrosión
Ácidos libres	Residuos industriales	Corrosión
Dureza	Depósitos minerales	Incrustación
Magnesio	Depósitos minerales	Incrustación
Oxígeno	Gases disueltos	Corrosión
Sílice	Depósitos minerales	Incrustación
Sólidos	Materiales no disueltos	Ensuciamiento

Tabla 1.3: Impurezas en el agua alimentar de caldera.

Las impurezas tienden a depositarse y formar incrustaciones en las paredes o a generar nodos de corrosión, que ponen en riesgo de reducir la confiabilidad de la caldera, por lo que es necesario mantener el agua dentro de la caldera con tratamiento químico, para minimizar éste, otras de las causas es la formación de espumas o arrastres de agua con el vapor que afectará desfavorablemente el funcionamiento de la caldera y todo el sistema energético así como otros efectos indeseados que propician problemas en la calidad del vapor. (Rodríguez, 2000)

Según Rodríguez (2000) una incrustación de solo 1/16 de pulgada (1,5875mm) de espesor, puede incrementar el consumo el consumo de combustibles en un 15%. Un espesor de 1/8 de pulgada (3,175mm), puede incrementar en un 20% y otro de 1/4 de pulgada (6,35mm), puede incrementarlo en el 39%. Además, esto puede traer lugar a roturas que aumentan las perdidas por las forzosas paradas y mantenimientos prolóngalos.

En la siguiente tabla se muestra la relación entre incrustaciones de CaCO_3 y la pérdida de transferencia térmica. (Tenorio, 2014)

1,5mm	15%
3,1mm	20%
6,3mm	39%
9,5mm	55%
12,7mm	70%

Tabla 1.4: Espesor de las incrustaciones y su influencia en la pérdida de transferencia térmica

Las incrustaciones de Sílice (SiO_2) pueden incrementar estos índices por lo menos al doble los datos arriba mencionados.

En la figura 1.9 Oelker (2011) muestra el aumento consumo combustible respecto al espesor de la capa incrustaciones.

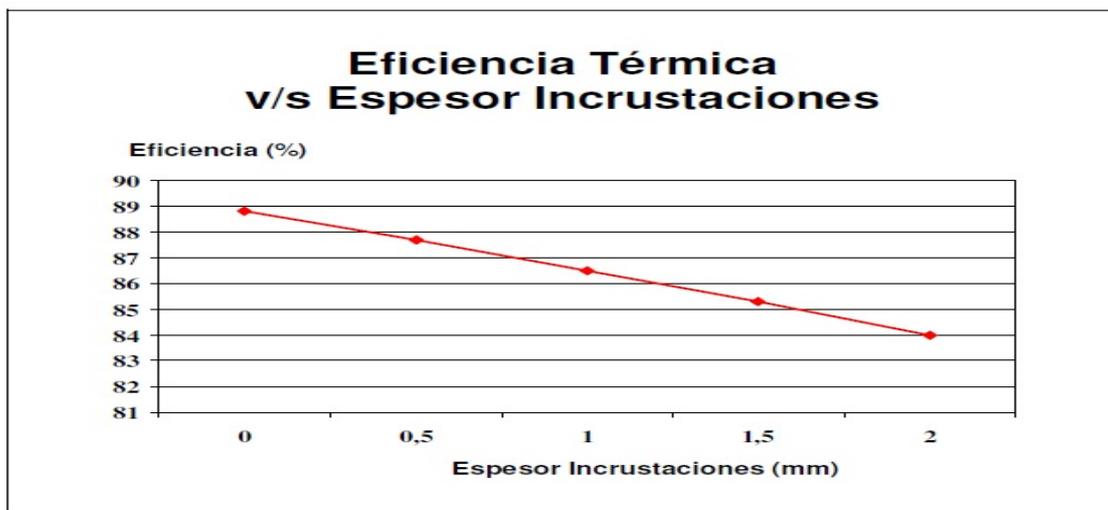


Figura 1.9: Aumento del consumo de combustible con espesor de las incrustaciones.

1.6.5 Exceso de purgas

La purga de agua de la caldera consiste, en la expulsión de cierta cantidad de agua con una alta concentración de sólidos disueltos, con el propósito de mantener ciertos rangos previamente establecidos. Un óptimo tratamiento de

agua y el uso de purgas continuas son operadas por sistemas de control, que incluyen la medición de las características del agua, para el caso de las purgas manuales, contar con operadores capacitados para mantener adecuados parámetros del agua de la caldera.

Se estima que un adecuado tratamiento de agua y un buen manejo por parte de los operadores pueden traer consigo ahorros de combustible cercanos al 1 %.(Oelker, 2011).

Neil A. Franklin 2000 afirma que la cantidad de purga dependerá de la calidad del agua que ingresa, después de su tratamiento, y de la presión de la caldera (cuanta más alta la presión del vapor, mayor necesidad de tener un agua más limpia de carga a caldera).

Normalmente, se requieren tasas de purga del orden de 5-15%. Habrá pérdidas de energía si el calor en el agua de purga no es recuperado para su posterior uso en el sistema de calderas. Véase la tabla 1.5, la cual muestra el impacto de la purga en la eficiencia de las calderas, si no se realiza recuperación de calor de la purga.

Purga de caldera versus perdida de la eficiencia de la caldera				
Presión de la caldera, psi (Kg/cm2)				
	200 (14,06)	400 (28,12)	600 (42,18)	800 (56,25)
Purga ,%	% de eficiencia perdida			
10	3,3	4	4,5	5,1
5	1,7	2	2,2	2,5

Tabla 1.5: Muestra el impacto de la purga en la eficiencia de las calderas.

1.6.6 Calidad del combustible

La calidad del combustible también es responsable por la eficiencia de la caldera, dependiendo entre otros principalmente de:

- El contenido de azufre en el combustible
- El contenido de cenizas y temperatura de ignición

- El contenido de vanadio, sodio y otras presentes en el combustible
- El poder calórico del combustible

Los vanadatos y sus sales, se depositan en el sobrecalentador y en las zonas de alta temperatura como la zona de convección de la caldera y las tuberías del horno. En general los compuestos de la combustión ensucian las calderas por su bajo punto de fusión.

El azufre presente en el combustible líquido, al quemarse, se transforma en anhídrido sulfuroso por la presencia de oxígeno del aire de la combustión, pero resulta de mayor impacto, si su exceso es alto. En presencia del agua, en este mecanismo se inclina hacia la formación del ácido sulfúrico.

Las zonas frías de la caldera, como el economizador y el calentador de aire de combustión, son afectados debido a las cenizas de bajo punto de fusión y el vanadio, una sal presente en los compuestos combustibles que además de afectar las zonas calientes, cataliza la reacción química del sulfuro para acelerar la conversión del anhídrido sulfuroso a ácido sulfúrico. El proceso del vanadio, se hace más crítico cuando existen excesos de oxígenos en la combustión, al reaccionar los trióxidos a tetraóxidos de vanadio por exceso de presencia de oxígeno. (Rodríguez, 2000)

1.6.7 Exceso de aire

El hecho de trabajar con un exceso de aire mayor que el requerido se traduce en un aumento en las pérdidas de calor en los productos de la combustión, ya que, una fracción importante del calor liberado es utilizada para calentar el aire suministrado en exceso, desde la temperatura a la que ingresa a la caldera hasta la que posee al salir por la chimenea, junto al resto de los productos de la combustión.

Con el fin de asegurar una combustión completa del combustible utilizado en una caldera (quemador), es necesario operar con un exceso de aire superior al estequiométrico. La magnitud del exceso de aire depende del tipo de combustible y la tecnología del quemador utilizado. (Oelker, 2011)

En la tabla 1.6: Se muestra el exceso de aire típico para distintos combustibles.

Combustible	Exceso de Aire Típico
Gas	10 %
Petróleo Liviano	20 %
Petróleo Residual	25 – 30 %
Carbón	15 – 20 % (pulverizado) 30 – 40 % (parrilla)

Tabla 1.6: Exceso de aire típico para distintos combustibles.

Reducir el exceso de aire a los niveles especificados por el fabricante del quemador. Estos niveles variaran, dependiendo del tipo de quemador, el tipo de suministro de aire (tiro natural o tiro forzado) y el tipo de combustible. La tabla 1.7 presenta los niveles recomendados de exceso de aire. (Franklin, 2000)

Niveles recomendados de exceso de aire		
Tipo de combustible	Tiro natural	Tiro forzado
Gas combustible	15-20%	10-15%
Combustóleo liviano	20-25%	15-20%
Combustóleo pesado	25-30%	20-25%

Tabla 1.7: Exceso de aire típico para distintos combustibles y su tipo de tiro.

La tabla debe ser utilizada únicamente como guía, en el caso de que no estén disponibles las tasas de exceso de aire recomendados por el fabricante.

En la figura 1.10 se muestra en forma referencial la relación existente entre la eficiencia térmica y el exceso de aire. (Oelker, 2011)

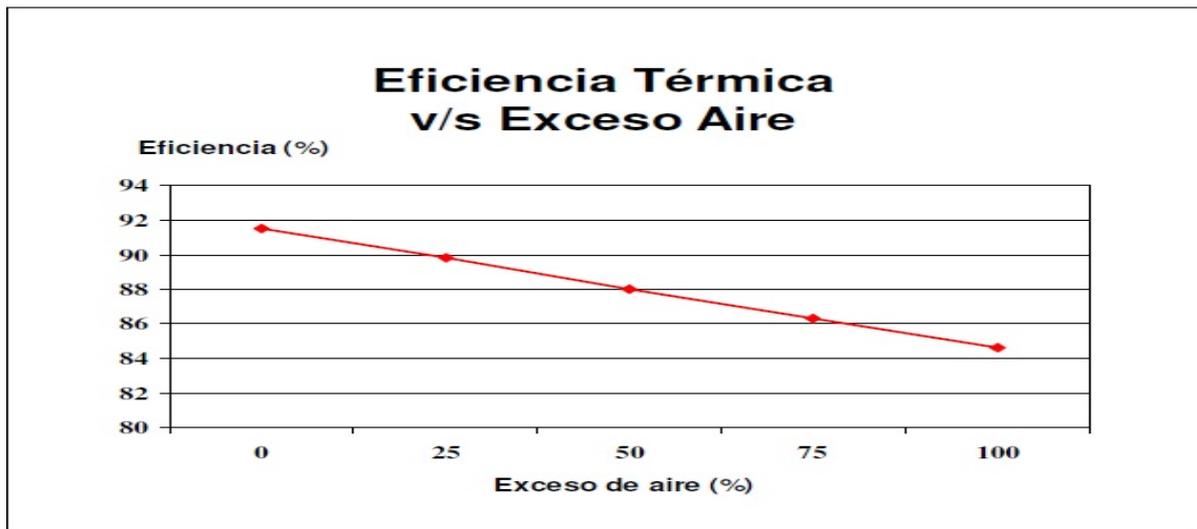


Figura 1.10: Eficiencia térmica v/s exceso de aire.

A modo de referencia se tiene un aumento de 1.0 % en el consumo de combustible por cada 10 % de incremento en el exceso de aire.

1.7 Los usos del vapor en la industria de la refinación del petróleo.

El vapor se utiliza en refinería tanto en procesos como en máquinas (turbinas) y para acompañamiento y mantenimiento de temperaturas en líneas y tanques, además se utiliza también como un servicio para el lavado y acondicionamiento de recipientes. Se produce en calderas diferenciadas o en los propios procesos como parte del aprovechamiento energético de los mismos. Existen como mínimo tres redes de vapor diferenciadas por su presión de trabajo, la red de alta con una presión de hasta 40 kg/cm^2 , la red de media presión de hasta 15 kg/cm^2 y la de baja presión de unos 3 kg/cm^2 . Una serie de sistemas de reducción de vapor permite el salto de una red de alta a otra de menor presión. En una refinería el suministro de electricidad tiene dos orígenes: Compras del exterior o producción propia vía Central Térmica o Cogeneración. En las Cogeneraciones puede utilizarse combustible propio de refinería o bien Gas Natural del exterior. Las refinerías dotadas con cogeneración obtienen un balance de su producción con sus necesidades y ventas al exterior. (Lluch, 2008)

1.7.1 Aplicaciones del vapor en la industria de la refinación del petróleo.

1.7.1.1 Vapor para calentamiento.

El vapor es utilizado como la fuente de calentamiento para los fluidos del proceso en intercambiadores de calor, precalentadores de aire de combustión, en la torre de destilación atmosférica, serpentines en los tanques de productos con alta viscosidad como el Fuel oil y el asfalto.

1.7.1.2 Vapor para Impulso/Movimiento.

El vapor se usa regularmente para propulsión (así como fuerza motriz) en aplicaciones tales como turbinas de vapor, su uso en diferentes plantas es primordial ya que acopladas a diferentes equipos como compresores de gas, bombas, ventiladores, alternadores, contribuyen al funcionamiento de la refinería.

1.7.1.3 Vapor como Fluido Motriz.

El vapor puede ser usado de igual manera como una fuerza “motriz” para mover flujos de líquido o gas en una tubería. Los eyectores de vapor son usados para crear el vacío en equipos de proceso tales como las torres de destilación al vacío que necesitan trabajar a presiones negativas y extracción de gases en el sistema de los procesos.

1.7.1.4 Vapor para Atomización.

La atomización de vapor es usado para separar mecánicamente un fluido. Por ejemplo, en algunos quemadores, el vapor es inyectado en el combustible para maximizar la eficiencia de combustión y minimizar la producción de hollín, en generadores de vapor y hornos del proceso que utilizan combustibles del petróleo utilizan este método.

1.7.1.5 Vapor para Limpieza de superficies sucias.

El vapor es usado para limpiar un gran rango de superficies en los que se depositan el hollín. Los generadores de vapor y hornos del proceso que usen derivados del petróleo pesados como fuente de combustible deben estar equipadas con sopladores de hollín para mantener la eficiencia, capacidad y confiabilidad de los hornos del proceso y generadores de vapor.

1.7.1.6 Vapor para lavado y acondicionamiento de recipientes.

La extracción de gases que son altamente explosivos se hace con el objetivo limpiar los equipos que salen a mantenimiento en los que se realizaron trabajos en caliente como corte y soldadura, ejemplo de estos equipos son tuberías, intercambiadores, tambores, torres, reactores, etc.

1.7.1.7 Vapor como medio de extinción de incendios.

En las plantas de refinación el uso del vapor como medio de extinción de incendios juega un papel fundamental siendo usado en las cortinas de los hornos y su inyección directa al hogar, este se puede encontrar en cualquier lugar de las plantas listo para su uso con la facilidad de mangueras con lanzas de vapor para extinguir cualquier incendio.

Conclusiones del capítulo I

1. Se abordaron aspectos teóricos acerca de los generadores de vapor su importancia en la industria, tendencias actuales considerando los cambios ocurridos en el mundo al seleccionar los nuevos diseños para la selección y explotación de estos equipos sin obviar la protección ambiental, ni excluir los métodos de evaluación de las calderas.

2. Se incluyen en la revisión resultados de la influencia de diferentes factores en la eficiencia térmica del generador de vapor acuotubular en aspectos tales como, el aumento en la temperatura de descarga de los productos de la combustión, las pérdidas por la presencia de hollín en tubos y la relación entre incrustaciones de CaCO_3 en la pérdida de transferencia térmica.

3. Se revisan los principales usos del vapor y su importancia en la industria de la refinación del petróleo que determina la necesidad de un trabajo confiable de la casa de calderas.

Capítulo II

Capítulo II: Evaluación técnica del generador de vapor F-101/2 marca KOTLOVE TELESCO-DOLNE de la refinería Camilo Cienfuegos.

2.1. Introducción al capítulo.

En este capítulo se muestran las características del F-101/2, se describe el uso del vapor para los diferentes consumidores que se encuentran en la refinería y se desarrolla la metodología necesaria para determinar la eficiencia energética y el rendimiento exergético del generador de vapor F-101/2 de la refinería Camilo Cienfuegos. Se describen los principales instrumentos que se utilizan para las mediciones.

2.2 Características del generador de vapor F-101/2.

La casa de calderas tiene una capacidad de 75 t/h distribuidas en tres unidades de 25 t/h cada una, con el objetivo de producir vapor de agua con calidad para los consumidores de la refinería y uso interno de la planta.

Existen dos generadores de procedencia eslovaca marca KOTLOVE TELESCO-DOLNE F-101/2 y F-101/3, con las siguientes características:

Generadores de vapor acuotubulares donde el agua circula por el interior de los tubos y el calor por fuera, posee dos domos uno encima del otro los que se interconecta mediante tubos ascendentes y descendentes, un cabezal común, paredes y piso que por ser de circulación natural, cuando comienza el calor, el agua recircula por todas estas partes, siempre el agua fría bajará y la caliente sube hasta llegar a convertirse en vapor acorde con la temperatura y la presión, formándose el vapor húmedo en el domo superior.

Este generador está destinado para producir el vapor de agua con la presión 13 kgf/cm² y la temperatura de 240°C. De la casa de calderas sale el vapor con la presión y temperatura antes descritas para las necesidades de los consumidores y el propio uso de casa de calderas, en esta última se necesita vapor de 3 kgf/cm² y 6 kgf/cm² de presión.

Cada generador tiene una toma de muestras donde se toman las muestras de:

- vapor sobrecalentado.
- agua de caldera.

Cada generador tiene dos tipos de purgas:

La purga continua que sale del domo superior hacia el separador de purga continua se comunica también con la línea del toma muestra de agua caldera, esta purga se mantiene siempre a un rango de abertura acorde con la cantidad de (S.T.D.), muchas veces esta apertura se encuentra en un 25% para poder disminuir la concentración. Esta válvula se opera según los resultados obtenidos de las muestras tomadas que se hacen con una frecuencia de dos veces al turno.

La purga periódica se encuentra ubicada en la parte delantera, en el fondo y parte trasera del domo inferior, con el objetivo de arrastrar todas las sales precipitadas en el domo inferior, con estas también se controla la caldera en caso de estar muy alto los S.T.D, estas purgas se abren dos veces por turno y hasta tres veces, en dependencia de los resultados obtenidos de las muestras tomadas.

Debido a que esta caldera no posee sopladores de hollín, esta superficie recuperadora de calor no se puede limpiar, lo que esto genera una capa de hollín que funciona de aislante e impide el intercambio de calor, lográndose temperaturas en el agua alimentar a caldera por debajo de las de diseño que es de 153 °C y teniendo altas temperaturas en los gases de combustión a la salida de la chimenea, por lo que la temperatura de la pared del tubo se encuentra por debajo de la temperatura del punto de rocío, sufriendo un deterioro la metalurgia de los tubos por la corrosión de gases ácidos que se condensan en su superficie. Ver el anexo 9 los valores de corrida del 2014.

2.2.1 Partes y equipos que componen el generador de vapor.

- Domo superior (separador de vapor).
- Domo inferior.
- Horno u hogar.
- Conos para la combustión (donde están montados los quemadores de fuel-oíl y gas).
- Ventiladores de aire de enfriamiento.
- Ventilador de tiro forzado.

- Sobrecalentador.
- Economizador.
- válvulas a prueba de explosión.
- válvulas de seguridad.
- Armario de gas para el encendido de la caldera.
- bombas de alimentación.
- separador de purga continúa.
- separador de purga periódica.
- niveles visuales.
- toma muestra.
- Instrumentación

2.2.2 Plantas Auxiliares que brindan servicio a la casa de calderas.

La casa de calderas comprende:

- Planta de tratamiento químico del agua.
- Planta de depuración de condensado de vapor de agua.
- Facilidades de reactivos.
- Facilidades de combustible (fuel-oíl).

Planta de tratamiento químico del agua.

Actualmente la planta de tratamiento químico del agua solo opera el ciclo sodio debido a que no se reactivó el ciclo ácido y torre descarbonatadora. Los valores de dureza que se logran a la salida de la primera etapa de los filtros V-125/1 y 2 son menores de 0.5 meq/l y a la salida de la segunda etapa V-125/A y V-126 son menores de 0.05meq/l.

Planta de depuración de condensado de vapor de agua.

Actualmente no se recupera el condensado de los consumidores ya que esta planta no se encuentra operando debido a que no se reactivó. En las mismas condiciones se encuentra el bloque de condensado en la combinada que enviaba el condensado de vapor de agua con 13 Kgf/cm² con temperatura 160 °C desde los consumidores de la refinería al tanque D-83-2 a través del intercambiador de calor E-84-1, el enfriamiento de esta se efectúa con el agua

del II sistema hasta 80 °C. En el tambor se realiza la sedimentación del condensado de los derivados del petróleo (principalmente los aceites). Con el contenido de aceite más de 10 mg/l como regla general se forma una emulsión no estable, eso la etapa primaria de la depuración del condensado se efectúa mediante la sedimentación. El volumen del tambor D-83-2 es de 200 m³ y asegura la sedimentación del condensado durante más de 4 hr. El contenido de aceite después de la sedimentación no debe sobrepasar a 10mg/l. El aceite sedimentado se vierte periódicamente a la red de aguas industriales pluviales.

Facilidades de reactivos.

Actualmente cuenta con 3 bombas de pistón que sirven para inyectar los productos químicos de la familia de los polímeros marca VAPEN (VAPEN 220PE, 220, 230, 250 y 260) para el tratamiento interno de las calderas y VAPEN FUEL al fuel oil que se va quemar al quemador de la caldera.

Los objetivos que cumplen los VAPEN se muestran en el anexo 1

Facilidades de combustible de fuel-oíl:

Las facilidades de combustible (fuel-oíl) aseguran las demandas de la casa de calderas en el combustible. El fuel-oíl sale de la planta de procesos T-102 o área de tanques de MCP y va a los tanques de almacenamiento de fuel-oíl TK-52-151/1, TK-52-151/2, cada tanque tiene la capacidad para 200m³. La recepción del fuel- oíl en estos tanques se efectúa periódicamente a medida que se produce el consumo. Desde los tanques el fuel-oíl mediante las bombas P-52-147/1, P-52-147/2 y P-52-147/A es bombeada a través de los calentadores de fuel-oíl E-52-153/1, 2, 3,4 donde se calienta con vapor de agua a temperaturas entre 130 y 170°C según la viscosidad del combustible y luego es enviado a la casa de calderas.

El esquema de suministro de fuel-oíl a las calderas es de recirculación. Una parte del fuel-oíl enviado a la casa de calderas se quema en los generadores de vapor y el exceso retorna a los tanques.

Los tanques para el almacenamiento de fuel-oíl están equipados con calentadores de serpentín de vapor interiores E-52-152-1,2 la superficie de calentamiento de cada uno es de 10,8 m².

2.2.3 Característica del quemador del generador de vapor F-101/2.

El generador de vapor tiene dos quemadores de procedencia alemana; los mismos están automatizados y se atomizan con vapor. Posee aire de enfriamiento y su encendido es con gas butano-propano con válvulas solenoides que actúan automáticamente cuando se le ordena encendido al quemador. El mismo tiene un velador de llama el que detecta la intensidad de la misma, y determina la continuidad o no del proceso de combustión, cuando ocurre una mala combustión el mismo apaga su quemador.

Los valores de servicio del quemador dados por el fabricante se muestran en el anexo 2

2.3 Valores de servicio del F-101/2 dado por el fabricante:

Combustible: CRUDO			
Potencia:	Unidades	100%	60%
Parámetros básicos			
Cantidad del vapor	t/h	25	15
Presión de salida del vapor	Mpa	1,5	1,5
Temperatura de salida del vapor	°C	240	240
Temperatura del agua alimentadora	°C	105	105
Cantidad de combustible	kg/h	1713	1012
Cantidad de agua inyectada	kg/h	1632	937
Cantidad de vapor			
Salida de SC	kg/h	23 368	14 063
Salida de la caldera	kg/h	25000	15000
Cantidad de gases combustión y aire			
Cantidad de gases en salida de caldera.	Nm ³ /h	20 760	12 792
Cantidad de aire a los quemadores	Nm ³ /h	19 715	12 175
Exceso. de aire en los		1,1	1,15

quemadores			
Temperatura de gases combustión.			
Detrás de cámara de combustión	°C	1059	901
Detrás del sobrecalentador	°C	820	666
Detrás del haz del evaporador	°C	356	281
Detrás del calentador de agua ECO	°C	185	149
Temperatura del agua y vapor			
Entrada en ECO	°C	105	105
Salida de ECO	°C	153	142
Vapor saturado	°C	204	200
Detrás del SC	°C	314	311
Detrás de inyección - caldera	°C	240	240
Velocidades gases de combustión.			
Sobrecalentador	m/s	8,9	4,8
Haz del evaporador	m/s	7,6	4,1
ECO	m/s	6,5	3,6
Velocidades del agua y vapor			
Sobrecalentador SC		45,6	28,5
ECO		0,8	0,48
Eficiencia de la caldera	%	91,5

Tabla 2.1: Valores de servicios teniendo como combustible solo fuel oil.

2.4 Descripción de los consumidores de vapor en la refinería Camilo Cienfuegos.

El sistema que alimenta a los consumidores cuenta con dos redes una de 11 kg/cm² y otra de 4 kg/cm². El consumidor principal es la combinada que es donde se encuentran las plantas de refinación y que dan los productos

terminados del petróleo. Esta se encuentra divididas entre los sectores 1,2 y 3.

El sector 1 está compuesto por la sección 100 que es la torre de destilación atmosférica el primer paso para la separación de los productos del petróleo, aquí el uso del vapor es de vital importancia ya que tiene como principal objetivo el despojamiento de las fracciones en la zona flash (entrada de inyecto de la torre T-102), ayudando este a que se logre una rectificación de las fracciones de los diferentes cortes influyendo esto en el punto inicial y punto final de ebullición, que son parámetros necesarios para la calidad del producto.

En la torre despojadora T-103 el vapor es consumido, que esta seccionada en tres partes para rectificar cada corte de la T-102.El vapor que entra a T-103 es recalentado en el F-101 horno de la sección 100 a una temperatura de 325°C a 345 °C y una presión de 4kg/cm².

La sección 400 utiliza el vapor en el E-403 (intercambiador) para precalentar el inyecto cuando esté por debajo del 3% de gases o la temperatura a la entrada de la T-401/1 sea deficiente.

La sección 600 es el área de hornos de los tres sectores en donde el vapor es utilizado para calentar los diferentes combustibles como fuel oil y gas combustible, que van a quemarse en los hornos que calientan las materias primas de las distintas plantas. Su principal función es el de atomizar fuel oil fraccionando en pequeñas partículas el combustible e impulsando este para obtener una buena combustión. Este es utilizado como facilidad en la decoquificación, en el deshollinado de las zonas de convección, para el desplazamiento de los productos dentro del serpentín de los hornos y de vital importancia para la extinción de incendios dentro y fuera del horno.

En el sector 2 se encuentra la sección 200 y en el sector 3 la sección300, en estas plantas se utiliza el vapor para realizar vacío en los sistemas de los reactores y hacer prueba de estanqueidad.

Este también se utiliza como facilidad auxiliar para el lavado y vaporización de los equipos que intervienen en el proceso para poder realizar trabajos en

caliente, ejemplo de estos equipos son tuberías, intercambiadores, tambores, torres, etc.

En el área de MCP (Movimiento de crudo y productos) el vapor es utilizado en el calentamiento de los serpentines de los tanques de fuel oil y en el intercambiador que precalienta el fuel oil que se va a trasegar hacia la termoeléctrica a través del oleoducto.

En el cargadero de pailas se utiliza el vapor para lavar el tanque de almacenamiento de estas para poder cargar otro producto del petróleo sin que se manche o contamine.

En el muelle se usa como principal medio de extinción y para vaporizar equipos que vayan a salir a mantenimiento.

En la cocina es utilizado para cocción de los alimentos de los trabajadores y en la lavandería para el lavado de overoles y ropa.

2.5. Mediciones en los generadores de vapor.

La medición en un diagnóstico energético, es una etapa que mediante la instrumentación adecuada, experiencia, buen criterio, programación, análisis, coordinación y planeación apropiadas, permite dar seguimiento al flujo y distribución de energía en sus procesos de transformación y establecer un balance en cada etapa y en cualquier tiempo. Aun cuando las aplicaciones, usos finales, fuentes de pérdida y formas de la energía son numerosas, conceptualmente los procesos siguen patrones bien establecidos y sencillos en sus transformaciones de energía química – térmica – mecánica – eléctrica.

La calidad del diagnóstico energético, y por lo tanto la efectividad de las medidas que se recomienden, dependerá de la precisión, exactitud, forma y condiciones en que las mediciones sean tomadas, por lo que habrá que cuidar la variación entre lecturas y para una serie de lecturas del mismo parámetro y bajo las mismas condiciones, se esperarían valores similares, en caso contrario se deberán analizar buscando el origen de la variación; mediciones de la misma variable y bajo las mismas condiciones deberán mostrar valores con poca variación, en caso contrario las lecturas deberán desecharse y se tendrán que repetir las mediciones hasta obtener la precisión adecuada. Otro aspecto

importante es el punto donde se tomen las mediciones. (Aníbal Borroto Nordelo & Ángel Rubio González, 2007)

Se sugiere que previamente a la prueba en que se realizarán las mediciones, se mantenga la carga del generador de vapor durante un lapso de una hora para que los parámetros: presión, temperatura y flujo se estabilicen. A partir de los 30 minutos, se tomarán lecturas para verificar la estabilidad y en el caso de que ésta se haya logrado, se procederá a iniciar la prueba. Antes de realizar las pruebas y las mediciones correspondientes, es conveniente realizar una inspección completa al sistema para verificar la operación de todos los instrumentos, incluyendo los equipos portátiles.

El equipo de trabajo dará indicaciones al personal que participará en las mediciones y en la prueba. Con el propósito de que todos los datos necesarios para el cálculo sean obtenidos. Las pruebas se realizarán de ser posible, 60% (carga media) y al 100 % (carga máxima de trabajo), de acuerdo al proceso productivo. Cada prueba se realizará durante una hora, las que se registrarán en los formatos correspondientes. Los valores medidos no deben tener discrepancias mayores del 5% entre sí en cada prueba, pues de lo contrario ésta tendrá que repetirse. A continuación se resumen una lista de mediciones y los lugares donde se van a efectuar en la tabla 2.1.

Tabla 2.3. Lista de mediciones y lugares donde se efectúan

MEDICION	LUGAR
GENERADOR DE VAPOR	
1.Chimenea <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de Gases • Temperatura de Gases de escape 	En algún lugar de la tubería, lo más cercano posible al cuerpo de la caldera, para evitar que la medición se vea afectada por posibles infiltraciones de aire.
2. Agua de Alimentación <ul style="list-style-type: none"> • Flujo • Temperatura • Presión • Conductividad 	En la instrumentación localizada a la descarga de la bomba de agua de alimentación y en el tanque de agua de alimentación.
3 Vapor <ul style="list-style-type: none"> • Flujo • Temperatura • Presión 	En la instrumentación localizada en el generador de vapor, o en el cabezal de distribución del vapor.

<p>4 Combustible</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flujo • Temperatura 	<p>En el tanque de día, a la descarga de la bomba del combustible o en la caseta de suministro de combustible.</p>
<p>5 Aire</p> <ul style="list-style-type: none"> • Temperatura del aire a quemadores 	<p>En cuarto de máquinas. En el ducto de aire o a la salida del calentador de aire.</p>

2.5.1. Instrumentos utilizados para la medición de los principales parámetros operacionales de las calderas

Los principios básicos que la medición emplea son sencillos y sólidos, su conocimiento es fundamental para interpretar con buen criterio los resultados que se obtengan y el levantamiento en las plantas de industria media; puede requerir algunos días de esfuerzo de buena ingeniería. La selección del equipo apropiado para mediciones y el uso efectivo que se haga de él, son muy importantes en el programa de conservación de energía y deben considerarse en las etapas iniciales de éste. Para la medición de la temperatura ambiente se tomarán en la sala de calderas junto al generador de vapor. Para la medición de se utilizará el medidor digital testo empleado para medir temperatura ambiente.

2.5.1.2. Mediciones en la caldera.

Para la medición del flujo de vapor, se puede emplear el medidor de flujo SITRANS-F FU1010 de la compañía SIEMENS, para ello se mide el flujo de agua de alimentar a la caldera y determinándose con ello el flujo de vapor que se produce en la caldera. Para la temperatura del vapor se empleó el pirómetro láser modelo testo845 (Figura 2.1), este instrumento ofrece una alta garantía en los valores de mediciones tomados en un rango de temperaturas de -35 a +950 °C, además el termómetro ofrece un rango de emisividad ajustable de 0,1 a 1.



Figura 2.1. Pirómetro laser modelo Testo 845

La presión del vapor se mide directamente en el manómetro instalado en la tubería de la salida del vapor.

Análisis de gases

Por medio del analizador de gases de combustión testo se deberán tomar muestras en el ducto de escape de gases, para ello se es posible utilizar el analizador de gases marca TESTO modelo t340 (Figura 2.2)



Figura 2.2. Analizador de gases Testo t340

Este instrumento tiene un rango de mediciones de O₂ de 0.....25 %, NO₂ 0.....500 ppm, SO₂ de 0.....5000 ppm por solo citar algunos parámetros.

Medición del flujo de agua de alimentar

A través del flujómetro instalado en la tubería ya mencionado. Los principales datos de funcionamiento son los mostrados en la Tabla 2.3

Tabla 2.3. Parámetros operacionales del flujómetro

Rango de Caudal	+/- 12m/s
Diámetros nominales	0,25 "360"
Precisión	De ±0,5 a 1,0%
Temperatura ambiente	De -18 a 60 °C
Temperatura del medio	De -40 a 230 °C

Fuente: Elaboración propia.

2.6 Análisis del agua alimentar y de caldera.

Fecha	Conductividad (µS/cm)	Alcalinidad total (meq/L)	pH	Dureza (CaCO ₃ /L)	Cloruros (ppm)
05/12/14	M=307 y T= 338	M=2,49 y T=2,38	M=7,04 y T=9,56	0	M=35,62 y T=35,62
08/12/14	M=309 y T=318	M=1,45 y T=2,38	M=9,2 y T=8,18	0	M=31,19 y T=29,99
09/12/14	M=428 y T=270	M=3,58 y T=2,38	M=9,27 y T=9,61	0	M=56,39 y T=31,19
10/12/14	M=367 y T=329	M=2,17 y T=2,6	M=9,14 y T=9,38	0	M=29,99 y T=38,39
11/12/14	M=336 y T= 276	M=2,17 y T=2,5	M=9,02 y T=9,17	0	M=31,19 y T=31,2
12/12/14	M=236 y T=318	M=2,17 y T=2,28	M=9,19 y T=9,33	0	M=31,19 y T=31,19
15/12/14	M=344 y T=356	M=2,38 y T= 3,25	M=9,42 y T=9,55	0	M=32,39 y T=37,19
16/12/14	M=466 y T=361	M=2,6 y T=2,49	M=9,62 y T=9,28	0	M=35,99 y T=33,59
17/12/14	M=525 y T=339	M=3,47 y T=3,04	M=9,87 y T=9,69	0	M=50,39 y T=37,19
18/12/14	M=315 y T=404	M=2,56 y T=3,04	M=9,38 y T=9,78	0	M=41,99 y T=36,39

Fecha	Conductividad (µS/cm)	Alcalinidad total (meq/L)	pH	Dureza (CaCO ₃ /L)	Cloruros (ppm)
15/5/16	M=387 y T=410	M=4.18 y T=4.18	M=7.25 y T=8.44	0	M=44.23 y T=48.02
16/5/16	M=429 y T=394	M=4.29 y T=3.84	M=7.53 y T=7.43	0	M=49.29 y T=50.55
17/5/16	M=454 y T=441	M=3.72 y T=3.61	M=9.43 y T=9.47	0	M=48.02 y T=48.02
18/5/16	M= 406y T=494	M=4.06 y T=3.64	M=9.38 y T=9.14	0	M=48.02 y T=46.76
19/5/16	M=437 y T=456	M=4.29 y T=3.97	M=7.59 y T=8.25	0	M=58.13 y T=48.02
20/5/16	M=438 y T=434	M=3.75 y T=4.07	M=8.75 y T=8.97	0	M=46.76 y T=56.87
21/5/16	M=426 y T=406	M=3.64 y T=4.14	M=8.82 y T=9.01	0	M=42.96 y T=44.23
22/5/16	M=362 y T=408	M=4.07 y T=3.75	M=9.06 y T=5.91	0	M=44.27 y T=48.02
23/5/16	M=374 y T=392	M=3.85 y T=3.96	M=9.39 y T=8.93	0	M=50.06 y T=60.66
24/5/16	M=432 y T=514	M=3.97 y T=3.85	M=8.80 y T=8.73	0	M=51.86 y T=120.06

Tabla 2.4 y 2.5: Valores de las variables que se controlan en la fábrica para el agua de alimentar.

Agua de caldera

Fecha	Conductividad (µS/cm)	Alcalinidad total (meq/L)	pH	Dureza (CaCO ₃ /L)	Cloruros (ppm)	Fosfato (ppm)	Sulfito (ppm)
05/12/14	M=2810, 2820 y T=2160, 2240	M=13,57; 13,55 y T=14,09; 12,62	M=12,29; 12,19 y T=12,03; 11,78	0	M=285,88 y T=239,96	>100	M=24 y T=18
08/12/14	M=2610; 2630 y T=2800; 2860	M=12,62; 11,99 y T=16,2; 16,62	M=11,96; 11,78 y T=12,41; 12,5	0	M=155,98 y T=191,98	>100	M=20 y T=6
09/12/14	M=3610; 3930 y T=2960; 3240	M=13,25; 15,14 y T=16,83; 14,94	M=12,17; 12,36 y T=11,58; 11,5	0	M=165,58 y T=196,78	>100	M=20 y T=10
10/12/14	M=3540; 3040 y T=2220; 2510	M=15,99; 15,99 y T=16,62; 15,18	M=11,97; 11,84 y T=11,47; 11,63	0	M=207,5 y T=209,98	>100	M=36 y T=12
11/12/14	M=2310; 2430 y T=2900; 2680	M=13,88; 12,41 y T=14,45; 13,16	M=11,82; 11,69 y T=12,03; 11,98	0	M=200,42 y T=202	>100	M=12 y T=16
12/12/14	M=2390; 2930 y T=2410; 3920	M=10,63; 13,18 y T=14,88; 15,76	M=11,81; 11,46 y T=12,1; 11,82	0	M=173,98 y T=204,61	>100	M=10 y T=10
15/12/14	M=3120; 2460 y T=2730; 2640	M=11,05; 11,5 y T=11,48; 11,48	M=11,73; 12,12 y T=12,02; 12,14	0	M=167,75 y T=167,5	80	M=20 y T=20
16/12/14	M=6420; 4400 y T=2240; 2750	M=27,64; 17,43 y T=10,52; 10,74	M=12,39; 11,82 y T=12,06; 11,87	0	M=358,39 y T=139,8	50; 60	M=10 y T=10
17/12/14	M=2050; 2950 y T=2230; 3330	M=11,37; 11,05 y T=11,69; 13,44	M=12,09; 11,94 y T=11,9; 11,41	0	M=130,9 y T=130,9	>100	M=12 y T=10
18/12/14	M=2640, 2660 y T=2630; 2580	M=16,79; 16,79 y T=16,15, 16,15	M=12,07; 11,58 y T=11,7; 11,8	0	M=231,51 y T= 210,9	>100	M=63 y T=28

Fecha	Conductividad (µS/cm)	Alcalinidad total (meq/L)	pH	Dureza (CaCO ₃ /L)	Cloruros (ppm)	Fosfato (ppm)	Sulfito (ppm)
15/5/16	M=1920; 1711 y T=1806; 1828	M=14.22; 13.99 y T=19.11; 13.77	M=11.45; 11.10 y T=11.25; 11.44	0	M=195.8 y T=164.25	M=30 y T=50	M=8 y T=10
16/5/16	M=1886; 2540 y T=2600; 2940	M=13.21; 13.55 y T=14.90; 18.29	M=9.91; 8.40 y T=8.78; 10.00	0	M=175.0 y T=192.09	M=40 y T=30	M=14 y T=8
17/5/16	M=3230; 3020 y T=2540; 2200	M=27.77; 16.26 y T=19.30; 12.42	M=12.46; 12.23 y T=12.04; 12.08	0	M=185.7 y T=155.4	M=10 y T=20	M=8 y T=6
18/5/16	M=2540; 2900 y T=2450; 2320	M=16.14; 17.72 y T=14.90; 14.68	M=12.18; 12.13 y T=11.88; 11.75	0	M=181.5 y T=183.25	M=30 y T=20	M=8 y T=6
19/5/16	M=1860; 1839 y T=1975; 2270	M=15; 15.86 y T=15; 15,11	M=10.43; 11.80 y T=10.81; 11.62	0	M=208.5 y T=163.03	M=20 y T=20	M=8 y T=6
20/5/16	M=2050; 2410 y T=3060; 2840	M=13.5; 14.68 y T=15.97; 15.65	M=11.48; 11.50 y T=11.56; 11.66	0	M=169.3 y T=208.23	M=20 y T=20	M=8 y T=10
21/5/16	M=2170; 2330 y T=2018; 1963	M=14.1; 14.36 y T=14.47; 14.36	M=11.67; 11.77 y T=11.60; 11.25	0	M=179.4 y T=193.36	M=10 y T=20	M=8 y T=10
22/5/16	M=1764; 2320 y T=2600; 1775	M=13.4; 14.9 y T=13.82; 13.07	M=11.60; 11.34 y T=11.56; 11.55	0	M=187.0 y T=174.40	M=8 y T=8	M=20 y T=20
23/5/16	M=2160; 2440 y T=1336; 1118	M=15.65; 16.08 y T=11.58; 14.58	M=11.96; 11.81 y T=11.32; 11.69	0	M=291.9 y T=139.02	M=20 y T=40	M=24 y T=8
24/5/16	M=2330 y T=4756; 3470	M=14.58 y T=21.44; 17.58	M=11.61 y T=11.94; 11.70	0	M=184.5 y T=505.52	M=20 y T=12	M=8 y T=20

Tabla 2.6 y 2.7: Valores de las variables que se controlan en la fábrica para el agua de calderas.

Límites máximos y mínimos para el agua. (Presión hasta 300)*								
Condición del Agua	Sólidos totales (ppm)	Conductividad ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	Alcalinidad total (ppm)	Sílice (ppm)	pH	Dureza (CaCO_3/L)	Sulfito (ppm)	Fosfato (ppm)
Agua alimentación	-	3500	25 (0,5 meq/L)	-	8,5-9,5	0	-	-
Agua dentro de la caldera	3500	7000	700 (14 meq/L)	125	9,5-11,5	0	30	20 - 40

Tabla 2.8: Parámetros de referencia para los límites máximos y mínimos del agua de alimentación y del agua dentro de una caldera. Sobre la base de las recomendaciones de la Norma Británica BS – 2486, la ABMA (American Boiler Manufacturing Association).

Del análisis de estas las Tablas 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7 con respecto a la de referencia (Tabla 2.8) se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- La alcalinidad tanto en el agua de alimentar como en el agua dentro de la caldera está por encima del valor recomendado.
- El pH en el agua dentro de la caldera está en muchos casos por encima del valor recomendado (12).
- El fosfato libre en el agua dentro de la caldera está generalmente por encima del valor recomendado.

La alta alcalinidad es el resultado de solo utilizar en la generación del vapor agua tratada (con alto contenido de sales de sodio) sin el aporte de otra fuente (generalmente condensado generado por los equipos de transferencia del proceso) que mitigue este efecto. La alta alcalinidad va generalmente acompañada de altos valores de pH y sólidos disueltos.

No se recomiendan pH por encima de 12 pues el agua se vuelve alcalina; este valor es crítico, pues puede aparecer la corrosión en las líneas en donde se condense el vapor y la fragilidad cáustica en interior de la caldera. La fragilidad caustica se produce en puntos donde el metal trabaja a altas tensiones (altas temperaturas) y además existe una concentración elevada de hidróxidos alcalinos, lo que generalmente ocasiona una rotura intercrystalina del metal.

Altos valores de fosfato libre en el agua de caldera indica un exceso de tratamiento interno. Los fosfatos producen soda cáustica y deben ser dosificados en las proporciones exactas, mayores dosis generan también mayores contenidos de sólidos.

La utilización del agua destinada a la alimentación de los equipos productores de vapor, presenta a menudo una serie de dificultades surgidas principalmente por impurezas contenidas en la misma provocando que la caldera y los equipos accesorios no trabajen en forma normal. Por las razones anteriores es necesario eliminar las impurezas del agua antes de su alimentación a las calderas, o por lo menos reducirlas hasta un valor admisible que garantice que las calderas puedan operarse con seguridad.

La planta de tratamiento externo del agua para las calderas estaba compuesta por dos ciclos de intercambio iónico, un ciclo sodio y un ciclo ácido. Hoy solo existe el ciclo sodio trabajando por lo que trae los inconvenientes de tener mayor cantidad de sólidos totales, principalmente sales de sodio que pueden formar los bicarbonatos de sodio, además de que esto provoca un aumento de las extracciones de la caldera y por tanto las pérdidas energéticas, también aumenta la dosificación de vapor para el tratamiento interno de la caldera.

2.7 Análisis energético.

Los sistemas de generación de vapor son grandes consumidores de portadores energéticos como combustible, electricidad y agua, por esta razón es imprescindible garantizar una explotación eficiente de todo el conjunto que comprende el sistema termoenergético.

El rendimiento energético en un generador de vapor se define como el calor útil, entre el calor disponible, o sea la cantidad de agua evaporada que se aprovecha entre todo el calor que es capaz de aportar el combustible.

Mediciones realizadas	
Tipo de combustible	Fuel oil
Temperatura de los gases de salida	274 ⁰ C
Temperatura del agua de alimentar	104 ⁰ C
Temperatura del combustible	136 ⁰ C
Tiempo de trabajo de los quemadores	24 horas
Presión del vapor	11,5 kg/cm ²
Flujo de vapor real	23000 kg/h
Valor calórico del combustible	40015,78kJ/kg

2.8 Balance Térmico.

Los datos para los cálculos se encuentran en el anexo 3

2.8.1 Eficiencia del método directo.

$$\eta = \frac{Q_1}{Q_d} * 100, \quad \% \quad (2.1)$$

Q_1 – Calor útil

Q_d – Calor disponible

2.8.1.1 Calor disponible.

$$Q_d = Q_i + Q_c + Q_{pca} + Q_{vat}, \quad \left(\frac{kJ}{kg}\right) (2.2)$$

Q_i – Poder calórico del combustible.

$$Q_i = 40015,78kJ/kg$$

Q_c – Calor físico del combustible.

$$Q_c = C_c * T_c, \quad (kJ/kg) (2.3)$$

T_c – Temperatura del combustible suministrado al quemador.

$$T_c = 136^{\circ}C$$

$$C_c = 1.738 + 0.0025 * T_c \quad (2.4)$$

$$C_c = 2,078 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$$

$$Q_c = 2,078 * 136 = 282,608 \text{ kJ/kg}$$

$$Q_{pca} = 0, \text{ no hay precalentador de aire.}$$

Q_{vat} – Calor con el vapor de atomización.

$$Q_{vat} = G_{vat} * (h_{vat} - h_{vge}), \text{ kJ/kg} \quad (2.5)$$

Donde:

G_{vat} - Gasto de vapor de atomización por unidad de masa de combustible (kg vapor/kg combustible).

h_{vat} : Entalpía del vapor de atomización, kJ/kg.

h_{vge} : Entalpía del vapor de agua presente en los gases de escape. Se obtiene de las tablas de vapor con la presión atmosférica y la temperatura de los gases.

$$G_{vapor} = 200 \text{ kg/h} \quad G_{combustible} = 1613 \text{ Kg/h} \quad G_{vat} = 0,124$$

$$T_{vat} = 179^\circ\text{C} \quad P_{vat} = 8.42 \text{ kg/cm}^2$$

$$T_{vge} = 274^\circ\text{C} \quad P_{vge} = 1.0332 \text{ kg/cm}^2$$

$$h_{vat} = 2780.5 \text{ kJ/kg}$$

$$h_{vge} = 3018.8 \text{ kJ/kg}$$

$$Q_{vat} = G_{vat} * (h_{vat} - h_{vge}), \text{ kJ/kg}$$

$$Q_{vat} = 0,124 * (2780,5 - 3018,8), \text{ kJ/kg}$$

$$Q_{vat} = -29,55 \text{ kJ/kg}$$

$$Q_d = Q_i + Q_c + Q_{pca} + Q_{vat}, \text{ (kJ/kg)}$$

$$Q_d = 40015,78 + 282,608 - 29,55$$

$$Q_d = 40268,918, \text{ (kJ/kg)}$$

2.8.1.2 Calor útil.

$$Q_1 = \frac{[D_v(I_{vs} - I_{aa}) + D_r(h_{sr} - h_{er})]}{B_c}, \text{ (kJ/kg)} \quad (2.6)$$

D_v – Flujo de vapor sobrecalentado.

I_{vs} – Entalpía del vapor sobrecalentado.

I_{aa} – Entalpía del agua de alimentar.

D_r – Flujo de vapor recalentado. $D_r = 0$, porque no existe recalentador

h_{sr} –Entalpía de salida del vapor del recalentador

h_{er} –Entalpía de entrada del vapor al recalentador.

A la presión de trabajo ($P=11,5 \text{ kg/cm}^2$ y $T= 250^\circ\text{C}$), la entalpía es:

$$I_{vs} = 2933,7 \text{ , kJ/kg}$$

A la presión de trabajo ($P=20 \text{ kg/cm}^2$ y $T= 104^\circ\text{C}$), la entalpía es:

$$I_{aa} = 437,17, \text{ kJ/kg}$$

$$Q_1 = \frac{23000 \text{ kg/h}(2933,7\text{kJ/kg} - 437,17\text{kJ/kg})}{1613\text{Kg/h}}$$

$$Q_1 = 35598,3819, (\text{kJ/kg})$$

2.8.1.3 Eficiencia.

$$\eta = \frac{Q_1}{Q_d} * 100 = \frac{35598,3819 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}{40268,918 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} * 100$$

$$\eta = 88.4 \%$$

2.8.2Eficiencia del método indirecto.

$$\eta_i = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6 - q_7 , \% \quad (2.7)$$

2.8.2.1 Pérdidas de calor sensible en los gases de salida, q_2 .

$$q_2 = \frac{(I_g - \alpha_{sal} * I_{af})(1 - q_4/100)}{Q_d} * 100\% \quad (2.8)$$

Donde:

q_2 - Pérdida de calor sensible con los gases de salida expresada en % de calor disponible.

I_g - Entalpía de los gases de salida, kJ/kg ($\text{kJ/m}^3\text{N}$).

α_{sal} - Coeficiente de exceso de aire a la salida del generador de vapor.

I_{af} - Entalpía del aire a la temperatura ambiente, kJ/kg ($\text{kJ/m}^3\text{N}$).

q_4 - Pérdida por combustible no quemado, %.

Coefficiente de exceso de aire a la salida del generador de vapor.

$$\alpha = \frac{21}{21-02} \quad (2.9)$$

$$02 = 2,3\%$$

$$\alpha = 1,123$$

Entalpía de los gases de salida.

$$I_g = I_g^o + I_a^o(\alpha - 1) + I_c, \text{ kJ/kg} \quad (2.10)$$

I_c –La entalpía de las cenizas se desprecia por tratarse de combustible líquido. (Garay, Generadores de vapor, 1986, pág. 95)

$$I_g = I_g^o + I_a^o(\alpha - 1), \text{ (kJ/Kg)} \quad (2.11)$$

$$I_g^o = V_{RO_2} * i_{RO_2} + V_{N_2} * i_{N_2} + V_{H_2O} * i_{H_2O}, \left(\frac{\text{kJ}}{\text{Kg}} \right) \quad (2.12)$$

Con temperatura de los gases a la salida del generador de vapor de $T_{ge}=274^\circ\text{C}$ en los anexos 4 la Tabla A-6, se obtienen interpolando:

$$i_{RO_2} = 506,74 \text{ kJ/m}^3\text{N}$$

$$i_{N_2} = 357,68 \text{ kJ/m}^3\text{N}$$

$$i_{H_2O} = 421,92 \text{ kJ/m}^3\text{N}$$

$$i_a = 367,64 \text{ kJ/m}^3\text{N}$$

Volumen de los productos de la combustión.

$$V_{RO_2} = 0.01866(C + 0.375 * S), \frac{\text{m}^3\text{N}}{\text{kg}} \quad (2.13)$$

$$V_{RO_2} = 0.01866(83,8 + 0.375 * 2)$$

$$V_{RO_2} = 1.58 \text{ m}^3\text{N/kg}$$

El combustible tomado como referencia para este cálculo es fuel-oíl cuya composición química fue tomada del informe realizado por Bioenergía Caribe en % 5/12/14 es:

Contenido de carbono $C_p=83,80\%$

Contenido de hidrógeno $H_p = 11,2\%$

Contenido de nitrógeno $N_p=0\%$

Contenido de azufre $S_p = 2\%$

Contenido de cenizas $A_p=0,1\%$

Contenido de agua $W_p=3\%$

Contenido de agua $O_p=0\%$

Volumen teórico de aire para combustible líquido.

$$V_a^o = 0.0889(C + 0.375 * S) + (0.265 * H) - (0.033 * O_p) \quad (2.14)$$

$$V_a^o = 0.0889(83,8 + 0.375 * 2) + (0.265 * 11,2) - (0.033 * 0)$$

$$V_a^o = 10,48 \text{ m}^3\text{N/kg}$$

Volumen total teórico de nitrógeno.

$$V_{N_2}^o = 0.79 * V_a^o + 0.008 * N, \frac{\text{m}^3\text{N}}{\text{kg}} \quad (2.15)$$

$$V_{N_2}^o = 0.79 * 10,48 + 0.008 * 0$$

$$V_{N_2}^o = 8,28 \text{ m}^3\text{N/kg}$$

Volumen total teórico del vapor de agua.

$$V_{H_2O}^o = (0.111 * H) + (0.0124 * W) + (0.00161 * d_a * V_a^o) + 1.24G_{at}, \frac{\text{m}^3\text{N}}{\text{kg}} \quad (2.16)$$

$$V_{H_2O}^o = (0.111 * 11,2) + (0.0124 * 3) + (0.00161 * 18 * 10,48) + 1,24 * 0,123$$

$$V_{H_2O}^o = 1.74 \text{ m}^3\text{N/kg}$$

Volumen total real del agua.

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^o + 0.00161 * d_a(\alpha - 1)V_a^o, \frac{\text{m}^3\text{N}}{\text{kg}} \quad (2.17)$$

d_a – Humedad absoluta del aire.

$d_a = 15 \div 18 \text{ g/kg}$, para Cuba.(González, pág. 35)

$$V_{H_2O} = 1.74 + 0.00161 * 18(1.123 - 1)10,48 = 1.777 \frac{m^3 N}{kg}$$

Volumen total teórico de gases.

$$V_g^o = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + V_{H_2O}^o \quad (2.18)$$

$$V_g^o = 1,58 + 8,28 + 1,74 = 11,6 \frac{m^3 N}{kg}$$

Volumen de gases los secos.

$$V_{gsc} = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + (\alpha - 1)V_a^o, m^3 N/kg \quad (2.19)$$

$$V_{gsc} = 1,58 + 8,28 + (1,123 - 1) * 10,48$$

$$V_{gsc} = 11,15 m^3 N/kg$$

Volumen total real de los gases de combustión

$$V_g = V_g^o + (\alpha - 1)V_a^o + 0.00161 * \frac{d_a(\alpha-1)V_a^o, m^3 N}{kg} \quad (2.20)$$

Sustituyendo V_g^o por sus términos constituyentes se tiene que:

$$V_g = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + V_{H_2O}^o + (\alpha - 1)V_a^o + 0.00161 * d_a(\alpha - 1)V_a^o, \quad m^3 N/kg$$

$$V_g = 158 + 8.28 + 1.74 + (1.123 - 1)10.48 + 0.00161 * 18(1.123 - 1)10.48$$

$$V_g = 12.93 \frac{m^3 N}{kg}$$

Entalpía teórica del aire.

Con temperatura de los gases a la salida del generador de vapor de $T = 274^\circ C$ en los anexos 4 de la Tabla A-6, se obtienen interpolando:

$$I_a^o = V_a^o * I_a \quad (2.21)$$

$$I^o_a = 10,48 \frac{m^3 N}{kg} * 367,64 \frac{kJ}{m^3 N}$$

$$I^o_a = 3852,87 \frac{kJ}{kg}$$

Entalpia de la cantidad teórica de gases.

$$I^o_g = V_{RO_2} * iRO_2 + V_{N_2} * iN_2 + V_{H_2O} * iH_2O, \left(\frac{kJ}{kg} \right) \quad (2.22)$$

$$I_g^o = (1.58 * 506,74) + (8.28 * 357,68) + (1.777 * 421,92)$$

$$I_g^o = 4512 \frac{kJ}{kg}$$

Entalpia de los productos de combustión

$$I_g = I_g^o + I_a^o(\alpha - 1), \left(\frac{kJ}{kg} \right) \quad (2.23)$$

$$I_g = 4512 + 3852,87(1.123 - 1)$$

$$I_g = 4986 \frac{kJ}{kg}$$

Entalpia del aire frío.

$$I_{af} = \alpha_{SAL} * V_a^o * I_a \quad (2.24)$$

Interpolando se obtiene el valor de la entalpia del aire a 30 °C en el anexo 4.

$$I_a = 1720,75 \text{ kJ}/m^3 N$$

$$I_{af} = 1.123 * 10.48 * 146,21$$

$$I_{af} = 1720,75 \frac{kJ}{kg}$$

$$q_2 = \frac{(I_g - \alpha_{sal} * I_{af})(1 - q_4/100)}{Q_d} * 100\%$$

$$q_2 = \frac{(I_g - \alpha_{sal} * I_{af})(1 - q_4/100)}{40268,918} * 100$$

$$q_2 = \frac{(4986 - 1,123 * 1720,75)(1 - 0,009)}{40268,918} * 100$$

$$q_2 = 7.51\%$$

Como se ha dicho anteriormente esta pérdida constituye la mayor de todas, en este caso se puede afirmar que su valor se encuentra en parámetros aceptables pues según la literatura consultada representa del 8% al 30 % del resto de las pérdidas. (González, Á. M. (s.f.), pág. 64)

2.8.2.2 Pérdidas de calor por combustión incompleta, q_3 .

V_{gsc} – Volumen de gases secos, m^3/kg

CO, H₂, CH₄ - % de estos elementos en los productos de la combustión.

Q_D – Calor disponible.

q_4 – Pérdida por incombustión mecánica, %. Para combustible líquido se considera 0 % esta pérdida

En la práctica normal, para que en los productos de la combustión aparezca H₂ y CH₄ la combustión tiene que ser demasiado mala. Por lo que como regla H₂ = CH₄ = 0 y queda entonces:

$$q_3 = \frac{(123CO + 102H_2 + 358,1CH_4) * V_{gsc}}{Q_d} * (100 - q_4)\%$$

$$q_3 = \frac{(123 * 0,0021) * 11,15}{40268,918} * (100)\%$$

$$q_3 = 0,007\%$$

2.8.2.3 Pérdida por combustible no quemado expresada en % del calor disponible q_4 .

$$q_4 = \frac{32650 \cdot A^t}{Q_D} \cdot \left[a_p \cdot \frac{C_p}{100 - C_p} + a_v \cdot \frac{C_v}{100 - C_v} \right] ; \% \quad (2.25)$$

q_4 para los combustibles líquidos y gases no se considera esta pérdida

$$q_4 = 0$$

2.8.2.4 Pérdida de calor por radiación al medio ambiente q_5 .

$$q_5 = q_{5\ Nom} * \frac{D_{Nom}}{D_{Real}} \quad (2.26)$$

Donde:

q_5 - Pérdidas por radiación, %.

$q_{5\ Nom}$ - Pérdidas por radiación a carga nominal, %.

D_{Real} - Flujo de vapor real, kg/h.

D_{Nom} - Capacidad nominal, kg/h.

$q_{5\ Nom} = 1,35$ Según el gráfico del anexo 5 (Rubio pág. 67 Fig.3.2)

$$q_5 = 1,35 * \frac{25000}{23000}$$

$$q_5 = 1,5\%$$

2.8.2.5 Pérdida por calor físico del horno q_6 .

$q_6 = 0$ combustible líquido, no se extraen residuos del horno.

2.8.2.6 Pérdidas por purgas.

$$q_7 = \frac{Q_7}{Q_d} * 100\% \quad (2.27)$$

$$Q_7 = D_p(l_s - I_{aa})/B_c \quad (2.28)$$

Donde:

Q_7 - Calor perdido con las purgas por unidad de combustible, KJ/kg (KJ/m³N).

D_p - Gasto de agua extraída, kg/h. Este gasto oscila entre 1 y 4% del gasto de vapor.

Is - Entalpía del agua de caldera (líquido saturado a la presión del domo) kJ/kg.

Iaa - Entalpía del agua de alimentación, kJ/kg.

Bc - Gasto de combustible, kg/h (m3N/h para combustibles gaseosos).

Datos:

$P_d=12,23\text{kg/cm}^2$, $I_s=814,37\text{ kJ/kg}$

$T_{aa}=104\text{ }^\circ\text{C}$ y $P_{aa}=20\text{Kg/cm}^2$, $I_{aa}=437,17\text{kJ/kg}$

El flujo de purga necesario, D_p se calcula como:

$$D_p = D_v \left[\frac{C_{aa}}{C_p - C_{aa}} \right] \quad (2.29)$$

Donde:

D_p - Flujo de purga, kg/s.

D_v - Producción de vapor de la caldera, kg/s.

C_{aa} - Concentración de la sustancia en el agua de alimentación, ppm.

C_p - Concentración normada de la sustancia en el interior de la caldera, ppm.

Los valores normados pueden tomarse de estándares por la ASME anexo 6 según la tabla (Rodríguez pág. 183) o los recomendados por el fabricante.

Datos:

Sólidos totales en el agua alimentar: 283 ppm

$$D_p = D_v [C_{aa} / (C_p - C_{aa})]$$

$$D_p = 6,39 [283 / (3500 - 283)]$$

$$D_p = 0,56\text{ kg/s}$$

$$Q_7 = 2016(814,37 - 437,17) / 1613$$

$$Q_7 = 471 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

La tasa de purga se calcula como:

$$K = \frac{D_p}{D_v - D_p} * 100\% \quad (2.30)$$

$$K = \frac{0,56}{6,39 - 0,56} * 100\%$$

$$K = 9.6\%$$

Durante la operación, una disminución en la calidad del agua de alimentación provoca la necesidad de incrementar las purgas y, por tanto, aumenta el valor de esta pérdida. Por otra parte, una purga mayor de la requerida, por un inadecuado control del régimen químico, puede ser otra causa de la elevación de esta pérdida (Borroto, 2005).

$$q_7 = \frac{Q_7}{Q_d} * 100\%$$

$$q_7 = \frac{471}{40268,918} * 100\%$$

$$q_7 = 1,2 \%$$

2.8.2.7 Eficiencia del generador de vapor por el método indirecto.

$$\eta = 100 - \sum q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_7$$

$$\eta = 100 - (7.51 + 0,007 + 0,9 + 1,5 + 0 + 1,2)$$

$$\eta = 88,88 \%$$

Luis Pérez Garay en su libro Generadores de Vapor señala que las calderas de vapor modernas operan en un rango de eficiencia bruta entre 88% y 92%, el valor de eficiencia de la caldera evaluada, se encuentra en el rango de lo que establece la literatura recomendada.

2.9 Análisis exergético.

El análisis exergético, está imponiéndose en los últimos años, en el diseño y auditoría de las instalaciones industriales. Al conocer la parte noble, o sea, la capacidad de producir trabajo de los flujos de energía que ingresan a los portadores energéticos, estaremos discerniendo u optimizando el comportamiento o diseño de los equipos que componen la instalación objeto de estudio, a la luz del segundo principio de la termodinámica, que incorpora la información de la calidad de los procesos físicos y químicos desde el punto de vista termodinámico. En el tipo de evaluación que se evalúa permite incluir en la eficiencia de la caldera las irreversibilidades del proceso, que en los métodos precedentes no se incluyen en el rendimiento del equipo.

2.9.1 Cálculos en el generador de vapor.

El flujo de agua que entra a la caldera tiene una temperatura de 104°C a una presión de 20 kgf/cm².

2.9.1.1 La exergía del agua suministrada.

$$e_{aa} = (i_{aa} - i_o) - T_o(s_{aa} - s_o) \quad (2.31)$$

Donde:

i y i_o (Entalpías de la sustancias en el estado considerado y en el ambiente de referencia, respectivamente.)

S y S_o (Entropías de la sustancia en el estado considerado y en el estado del ambiente de referencia, respectivamente.)

T_o (Temperatura del ambiente de referencia.) 30°C

$$e_{aa} = (437,17 - 125,74) - 303,15(1,3515 - 0,44)$$

$$e_{aa} = 35 \text{ kJ/kg}$$

$$\text{Flujodeagua} = m_{H_2O} = 26000 \text{ kg/h}$$

$$E_{aa} = m_{H_2O} * e_{aa} \quad (2.32)$$

$$E_{aa} = 26000 \text{ kg/h} * 35 \text{ kJ/kg}$$

$$E_{aa} = 910000 \frac{\text{kJ}}{\text{h}} = 252,7 \text{ kW}$$

2.9.1.2 La exergía del calor aportado durante el proceso de combustión.

$$\text{Gasto}_{\text{combustible}} = m_{\text{Comb}} = 1613 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$Q_d = 40268,918 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$E_{\text{Combustión}} = m_{\text{Comb}} * Q_d \quad (2.33)$$

$$E_{\text{Combustión}} = 1613 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * 40268,918 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$E_{\text{Combustión}} = 18042,7 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} = 18042,7 \text{ kW}$$

2.9.1.3 La exergía del combustible.

$$E_{\text{combustible}} = h_{\text{comb}} * m_{\text{comb}} \quad (2.34)$$

$$E_{\text{combustible}} = 282,608 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * 0,45 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$E_{\text{combustible}} = 127,2 \text{ kW}$$

2.9.1.4 La exergía de los gases de escape.

$$\rho_{ge} = 0,65106 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$C_p = 1,1155 \frac{\text{kJ}}{\text{kg C}}$$

El valor de la densidad y del calor específico de los gases de escape se obtuvo en el libro de texto Problemas de termotransferencia de Krasnoschiokov en la tabla 16 pág. 315. Anexo 7

$$V_{ge} = 12,93 \frac{\text{m}^3 \text{ n}}{\text{kg}}$$

$$m_{ge} = 12,93 \frac{\text{m}^3 \text{ n}}{\text{kg}} * 0,65106 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 1613 \frac{\text{kg}_{\text{comb}}}{\text{h}} * \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}}$$

$$m_{ge} = 3,77 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$E_{ge} = m_{ge} * C_p (T_{ge} - T_o) \quad (2.35)$$

$$E_{ge} = 3,77 * 1,1155 (274 - 30)$$

$$E_{ge} = 1026 \text{ kW}$$

2.9.1.5 La exergía del vapor producido por la caldera.

$$E_{vs} = m_{vapor} * e_{vs} \quad (2.36)$$

$$\text{Flujo de vapor} = m_{vapor} = 23000 \frac{kg}{h}$$

$$e_{vs} = (i_{vs} - i_o) - T_o(s_{vs} - s_o) \quad (2.37)$$

$$e_{vs} = (2799 - 125.74) - 303.15(6.0693 - 0.44)$$

$$e_{vs} = 966,74 \text{ kJ/kg}$$

$$E_{vs} = 23000 \frac{kg}{h} * 966,74 \frac{kJ}{kg}$$

$$E_{vs} = 22235020 \text{ kJ/h}$$

$$E_{vs} = 6176,4 \text{ kW}$$

2.9.1.6 La pérdida de exergía en el generador de vapor.

$$E_v^{cal} = (E_{aa} + E_{combustión} + E_{Combustible}) - (E_{vs} + E_{ge}) \quad (2.38)$$

$$E_v^{cal} = (252,7kW + 18042,7kW + 127,2 \text{ kW}) - (6176,4 \text{ kW} + 1026 \text{ kW})$$

$$E_v^{cal} = 11219,5 \text{ kW}$$

2.9.2. Rendimiento exergético del generador de vapor.

$$\eta_{exerg}^{gv} = \frac{E_{sal}}{E_{ent}} * 100 \quad (2.39)$$

$$\eta_{exerg}^{gv} = \frac{E_{vs} + E_{ge}}{E_{aa} + E_{combustión} + E_{Combustible}} * 100$$

$$\eta_{exerg}^{gv} = \frac{6176,4 \text{ kW} + 1026 \text{ kW}}{252,7 \text{ kW} + 18042,7 \text{ kW} + 127,2 \text{ kW}} * 100 = 39 \%$$

$$\eta_{\text{exerg}}^{\text{gv}} = 39 \%$$

Conclusiones del capítulo II

1. El economizador de esta caldera no cuenta sopladores de hollín que mantenga una limpieza adecuada, para así evitar la corrosión que se produce en sus tubos, debido a la pérdida de transferencia de calor y enfriamiento de su superficie por las capas de hollín
2. En el trabajo se calculan las diferentes pérdidas energéticas de la caldera las cuales se comportan en los rangos establecidos para el tipo del sistema que se evalúa, excepto el % tasa de purgas que el resultado es de 9,6% producto de no tener un adecuado tratamiento de agua que disminuya las extracciones.
3. La alta alcalinidad es el resultado de solo utilizar en la generación del vapor agua tratada (con alto contenido de sales de sodio) sin el aporte de otra fuente (generalmente condensado generado por los equipos de transferencia del proceso) que mitigue este efecto. La alta alcalinidad va generalmente acompañada de altos valores de pH y sólidos disueltos.
4. No se recomiendan pH por encima de 12 pues el agua se vuelve alcalina; este valor es crítico, pues puede aparecer la corrosión y la fragilidad cáustica. La fragilidad caustica se produce en puntos donde el metal trabaja a altas tensiones (altas temperaturas) y además existe una concentración elevada de hidróxidos alcalinos, lo que generalmente ocasiona una rotura intercristalina del metal.
5. La eficiencia energética por el método directo es de 88,4% y por el método indirecto es de 88,88%, estos valores de rendimiento son aceptables. Lo que demuestra que las mediciones realizadas corroboran el trabajo de la evaluación realizada a la caldera.

6. El rendimiento exergético del generador de vapor es de 39% lo que permitió valorar en el trabajo las irreversibilidades del sistema que se incluyen en el método empleado.

Capítulo III

Capítulo III ANÁLISIS ECONÓMICO E IMPACTO AMBIENTAL.

3.1 Costo de la producción del vapor sobrecalentado en la refinería Camilo Cienfuegos.

3.1.1 Cálculo del factor de recuperación.

$$FR = \frac{ir(1+ir)^{Ny}}{(1+ir)^{Ny} - 1} \quad (3.1)$$

Donde:

FR – Factor de recuperación.

ir – Tasa de interés, (%)

Ny – Tiempo de vida útil para el equipo; (años)

ir = 0.12 , para la rama energética.

Ny = 25

25 años, tiempo de vida útil de un generador de vapor.

$$FR = \frac{0,12(1 + 0,12)^{25}}{(1 + 0,12)^{25} - 1}$$

$$FR = 0,1275$$

3.1.2 Cálculo del costo zonal.

$$C_z = \frac{FR}{t_{op}} * C_{inv} \quad (3.2)$$

Donde:

C_z - Costo zonal; $\left(\frac{\$}{h}\right)$

t_{op} – Tiempo de operación anual; $\left(\frac{h}{año}\right)$

C_{inv} - Costo de la inversión, Costo de la caldera; (\$)

Top- horas de trabajo al año

Cinv- costo de la inversión

$$top = 8760 \text{ horas}$$

$$C_{inv} = 1515515 \$$$

$$C_z = 22.06 \$/h$$

3.1.3 Costo exerético del combustible.

Datos:

$$1barril = 158,987l = 0,159m^3$$

$$C_c = 33,57 \frac{\$}{barril}$$

$$C_c = 211 \frac{\$}{m^3}$$

$$\text{Densidad: } 968,6 \text{ Kg}/m^3$$

$$Q_d = 40268,918 \frac{kJ}{kg} * 968,6 \frac{kg}{m^3}$$

$$= 39004474 \text{ kJ}/m^3$$

$$C_E^{comb} = C_c/Q_d \text{ (3.3)}$$

$$C_E^{comb} = 0,00000541 \$/kJ$$

3.1.4 Costo exerético del agua

$$C_a = 1.5 \frac{\$}{m^3} = 0.0015 \frac{\$}{kg}$$

$$e_{aa} = 35kJ/kg$$

$$C_e^{agua} = C_a/e_{aa} \text{ (3.4)}$$

$$C_E^{agua} = \frac{0.0015 \$/kg}{35kJ/kg}$$

$$C_E^{agua} = 4.3 * 10^{-5} \$/kJ$$

3.1.5 Costo exerético unitario del vapor

$$E_{vs} = 6176,4 \text{ kW}$$

$$C_E^{\text{vapor sobrecalentado}} = (C_E^{\text{comb}} + C_E^{\text{agua}} / \eta_{\text{exerg}}^{gv}) + C_Z / E_{vs} \quad (3.5)$$

$$C_E^{\text{vapor sobrecalentado}} = \left(0,00000541 \frac{\$}{kJ} + \frac{4,3 * 10^{-5} \frac{\$}{kJ}}{0,39} \right) + \frac{22 \frac{\$}{h}}{6176,4 \text{ kW}}$$

$$C_E^{\text{vapor sobrecalentado}} = 0,00367 \text{ \$/kJ}$$

3.1.6 Costo de producción del vapor sobrecalentado

$$C_{pvs} = C_E^{\text{vapor sobrecalentado}} * E_{vs} / m_{vs} \quad (3.6)$$

$$C_{pvs} = 0,00367 \frac{\$}{kJ} * \frac{6176,4 \text{ kW}}{23000 \frac{kg}{h}}$$

$$C_{pvs} = 0,00367 \frac{\$}{kJ} * \frac{6176,4 \text{ kW}}{6,4 \frac{kg}{s}}$$

$$C_{pvs} = 3542 \text{ \$/t}$$

3.2 Impacto medioambiental.

El desarrollo de la humanidad ha traído aparejado el desarrollo de equipos y tecnologías que le facilitan la vida pero a la vez si no son responsablemente utilizadas tienen un efecto boomerang, perjudicando la propia existencia del hombre. Dentro de estos equipos se encuentran los generadores de vapor, los que para su funcionamiento necesitan combustibles, generalmente fósiles como los derivados del petróleo.

Resulta inevitable la contaminación al medio ambiente que se produce durante el funcionamiento de un generador de vapor aun cuando en este el proceso de combustión ocurra con la mayor eficiencia posible.

Durante su trabajo el generador de vapor tributa al medio ambiente en primer lugar los gases producto de la combustión, los que llevan en su seno trazas de combustible que en su recorrido por el horno no llegan a reaccionar y por tanto no aportan su valor calórico y salen como inquemados por la chimenea; las cenizas que quedan depositadas en las paredes de las superficies de transferencia y que luego deben ser extraídas por diferentes métodos, y las aguas de las extracciones, que cuando se someten a un buen manejo no

constituyen un contaminante de consideración, pero si no se les da el tratamiento adecuado pueden constituir un peligroso contaminante de los suelos.

Como se explicó entonces, son los gases de combustión que se expulsan por la chimenea el agente de contaminación medioambiental sobre el que mayor regulación se debe tener. Ellos en primer lugar van al exterior con altas temperaturas que deben ser reducidas hasta los niveles permisibles por las características de los combustibles y los materiales de las superficies de transferencia; su temperatura debe ser mayor al punto de rocío para evitar la formación de los compuestos de azufre que provocan fuertes daños en los metales de los generadores, y por otro lado, cuanto más temperatura tengan a la salida equivale a calor dejado de transferir y no aprovechado lo que atenta contra la eficiencia del generador.

Composición de las emisiones.

Uno de los componentes químicos del combustible es el azufre, que de acuerdo a la procedencia, se encuentra en mayor o menor proporción en la masa del mismo. Este contenido de azufre al combinarse durante el proceso de combustión con el oxígeno del aire es el responsable de la formación de compuestos como el dióxido (SO_2) y trióxido de azufre (SO_3). Estos óxidos emanados a la atmósfera traen consecuencias para la vida en sentido general pues está comprobado que entre sus afectaciones se encuentran:

- Las afectaciones en las vías respiratorias de los seres humanos y animales.
- La formación de lluvias ácidas con graves consecuencias ecológicas.

El generador de nuestro estudio es consumidor de aceite combustible pesado (fuel-oil), este combustible está entre los más contaminantes; según el análisis de laboratorio el que se está consumiendo contiene un 2 % de azufre lo cual lo clasifica dentro de los sulfurosos según la clasificación dada por Tanquero que se muestra a continuación.

Mini sulfuroso..... ST < 0.5 %

Sulfuroso 0.5% < ST < 2.0 %

Muy sulfuroso 2.0 % < ST < 3.7 %

mega sulfuroso ST ≥ 3,7 %

Temperaturas muy bajas a la salida del generador de vapor que impliquen la formación de condensados del vapor de agua que acompaña a los gases al unirse con el azufre y el oxígeno provocan la aparición o formación de ácido sulfúrico, causante de la acelerada corrosión de las superficies metálicas.

Otro compuesto formado en la combustión y que acompaña a los gases es el monóxido de carbono que es el resultado de una combustión incompleta de los reactantes de los combustibles orgánicos por lo que si se tiene un buen proceso de combustión las emisiones de este serían mínimas. Desde el punto de vista de la reacción química, para que esta se desarrolle de forma completa y el carbono aporte todo su contenido energético debe llegarse a la formación de CO₂, cuando esto no ocurre por diferentes causas sólo se llega a la formación del CO, o sea, la reacción es incompleta, no llegando a liberarse todo el calor disponible. Entre las causas que provocan la reacción incompleta podemos mencionar la falta de oxígeno o exceso de combustible, el exceso de aire que provoca inestabilidad de la llama y el deficiente mezclado de los componentes.

Además de los elementos mencionados el combustible tiene en su composición la presencia de nitrógeno que para el caso de estudio el laboratorio certificó en 1,0 %. La combinación de este contenido de nitrógeno con el oxígeno presente en el aire trae la formación de óxidos nitrosos identificados como NO_x. Este término incluye un alto número de especies gaseosas, pero las más significativas, según las cantidades emitidas son: el dióxido de nitrógeno (NO₂) gas amarillo-carmelitoso y el óxido nitroso (NO), dentro de los cuales el más peligroso por su nocividad es el primero.

La cantidad de NO_x formada, depende de la cantidad de oxígeno y nitrógeno disponibles durante la combustión, la temperatura, el nivel de mezclado que se alcance y el tiempo de la reacción química. De igual manera la temperatura alcanzada en el horno influye en la formación de estos compuestos, a temperaturas superiores a los 1 200 °C se intensifica el proceso de oxidación del nitrógeno.

La forma en que sucede el proceso de combustión, la calidad del mezclado, la aerodinámica del generador de vapor y la efectividad en la extracción de los gases determinan que existan partículas muy pequeñas que acompañan a los gases y que forman suspensiones.

Como resumen podemos señalar que las sustancias antes mencionadas son las causantes de:

La formación de smog fotoquímico, enrarecimiento del aire visible de forma evidente en las grandes ciudades.

Creación de problemas respiratorios, irritación de los ojos y aumento de la incidencia de enfermedades cancerígenas, problemas de salud cada vez más asociados a los grandes conglomerados humanos.

Daños en sentido general al ecosistema que ocasiona la desaparición de especies animales y vegetales.

Alteraciones en el clima terrestre.

Posibles soluciones para controlar las emisiones de gases de un generador de vapor.

Los generadores de vapor suelen ser el corazón de muchas industrias, pero también es un equipo altamente contaminante del medio ambiente, por tanto sus emisiones deben ser monitoreadas y controladas para mantenerlas dentro de los rangos permisibles por las normas establecidas.

El control y ajuste de la combustión es determinante para minimizar los efectos perjudiciales que puede ocasionar un generador de vapor es decir para mejorar la eficiencia operacional como reducir las emisiones atmosféricas. Se debe llevar un control de la composición de los gases de escape para lograr un ajuste aire-combustible óptimo.

El ajuste de la combustión para mejorar la eficiencia y reducir las emisiones requiere de un conjunto de instrumentos de medición para los gases de salida, en particular para determinar:

1. Exceso de O₂ (ó CO₂).
2. Monóxido de carbono, CO

3. Óxidos de nitrógeno, NO_x
4. Opacidad (densidad de humo).
5. Temperatura de gases.

El generador de vapor F-101/2 de la Refinería de Petróleo Camilo Cienfuegos cuenta con un sistema de control automático de combustión el cual está diseñado y funciona en aras de evitar o minimizar la contaminación al medio ambiente. El sistema de control de combustión tiene como ya se ha descrito una celda o velador de llamas que ante la presencia de desviaciones en el proceso de combustión, dígase variaciones en la intensidad de la llama, que reflejan defecto de aire o exceso de combustible envían señales de parada o corte de suministros al quemador con lo cual se detiene el proceso. Esto previene que, aunque es inevitable la emisión de gases calientes a la atmósfera, los que vayan lleven un mínimo de fracciones combustible sin quemar que sería esparcido en los alrededores de la industria y llevado con el viento a poblaciones cercanas.

3.3 Cálculo del Factor de emisión de la caldera acuotubular F-101/2, según su consumo de fuel oil para cuando trabaja con los dos quemadores.

Datos:

$$\text{Consumo de combustible en un año } (C_c) = 1613 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * 24 * 365 = 14129880 \text{ kg/año}$$

Factor de emisión:

$$F_e = 3,05 \text{ kg } \frac{\text{CO}_2}{\text{kg}} \text{ de fuel oil. (Cataluña, 2011, pág.45). Anexo 8}$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 = F_e * C_c \quad (3.7)$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 = 3,05 \text{ kg } \frac{\text{CO}_2}{\text{kg}} \text{ de gasoil} * 14129880 \text{ Kg/año}$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 = 43096134 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

Los resultados del impacto ambiental se determina utilizando el factor de emisión para el gasoil, en el caso de esta caldera emite a la atmósfera 43096,134 t CO₂/año.

Conclusiones parciales del capítulo III.

1. Se determina el costo termoeconómico de producción del vapor para las condiciones actuales de la caldera obteniéndose un valor de 3542\$/t.
2. Resulta inevitable la emisión de contaminantes al medio ambiente, aun cuando el sistema de control automático del generador F-101/2 impide el trabajo del mismo ante una deficiente combustión.
3. Para conocer el impacto ambiental de la caldera se calcularon las emisiones de CO₂, a partir del factor de emisión del combustible fuel oil arrojando como resultado 43096,134 t CO₂/año.
4. La emisión de contaminantes al medio ambiente son la causa del incremento de las enfermedades y deterioro de los ecosistemas.

Conclusiones Generales

Conclusiones Generales.

1. La unidad F-101/2 posee un economizador que no cuenta con sopladores de hollín para la limpieza de la suciedad de este, por lo que sufre un deterioro gradual que provoca ponches en sus tubos causando paradas impredecibles. La empresa adopta como medida el lavado del economizador cada cierto periodo de tiempo con agua, lo que esto también influye en su deterioro.
2. La planta actual de tratamiento de agua solo cuenta con el ciclo sodio en funcionamiento, por lo que esto causa un incremento de los sólidos totales, pH y alcalinidad. Para mitigar los efectos que causan estos valores por encima de los recomendados, es necesario la reactivación del ciclo ácido y la torre descarbonatadora tal como se propone en la literatura revisada.
3. La alta alcalinidad obtenida en las mediciones oscilan entre un rango 14 y 27 provocado por solo utilizar en la generación del vapor agua tratada con alto contenido de sales de sodio, sin el aporte de otra fuente generalmente condensado, generado por los equipos de transferencia del proceso que mitigue este efecto.
4. Las pérdidas energéticas de la caldera se comportan en los rangos establecidos para el tipo del sistema que se evalúa, excepto la tasa de % de purgas que su resultado es de 9,6 % producto de no tener un adecuado tratamiento de agua que disminuya la cantidad de sólidos totales.
5. La eficiencia energética por el método directo es de 88,4% y por el método indirecto es de 88,88%, estos valores de rendimiento son aceptables. Lo que demuestra que las mediciones realizadas corroboran el trabajo de la evaluación realizada a la caldera.
6. Se determina el costo termoeconómico de producción del vapor y el factor de emisión CO₂ del combustible fuel oil de la unidad F-101/2, obteniéndose valores de 3542\$/T de vapor consumidas y 43096,134 T CO₂/año emitidas al medio.

Recomendaciones

Recomendaciones:

1. Ver la posibilidad de instalar sopladores de hollín al economizador de la F-101/2 para evitar la corrosión en la superficie de sus tubos y así evitar paradas no planificadas.
2. Reactivar el ciclo ácido y la torre descarbonatadora para mejorar la calidad del agua alimentar a la caldera.
3. Reactivar la planta de recuperación de condensado para mejorar la calidad del agua de alimentar antes de su ingreso a la caldera y disminuir los gastos de Vapen a inyectar y el agua de alimentación a la caldera.

Bibliografía

Bibliografía.

Babcock, & Wilcox. (2006). *Steam/its generation and use*. (41st ed.). U.S.A.

Borroto N, A. & Rubio G, Á, (2007). *Combustión y Generación de Vapor*, Cienfuegos: Universidad de Cienfuegos "Carlos Rafael Rodríguez".

Borroto N, A; Borroto B, A, (2007). *Ahorro de energía en la generación y distribución del vapor*, Cienfuegos: Universidad de Cienfuegos "Carlos Rafael Rodríguez".

Borroto N. A, (2005). *Ahorro de energía en sistemas de vapor*, Cienfuegos. (Trabajo de Diploma) Universidad de Cienfuegos "Carlos Rafael Rodríguez". Cienfuegos.

Campo Avella, J.C., Lora Figueroa, E., Meriño Stand, L., Tovar Ospino, I., Navarro Gómez., & et al. (s.f). *Ahorro de Energía en la Industria del Refino y Petroquímica*. Colombia: Universidad Autónoma de Occidente. Recuperado a partir de:
www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Procesos/petroleo.pdf

Cataluña, C. I. (2011). *Guía Práctica para el Cálculo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero*. Cataluña.

Domínguez Cerdeira, J.M., Santiago Cid, J., Uceda Martínez, J., Garrido Otaola, P., Peguerul Lahoz, J., & et al. (2012). *Guía Básica Calderas Industriales Eficientes*. Madrid: Energy Mannagement Agency. Recuperado a partir de: www.madrid.org.

Francisco Martin, W., López Bastida, E. & Monteagudo Yanes, J. P. *Gestión y uso racional del agua* (2009) La Habana: Editorial Félix Varela

Franklin. N. A (2000). *Guía ARPEL Optimización de la Combustión en Calderas y Hornos*. Calgary.

Garay, L. P. (1986). *Generadores de vapor*. La Habana: Pueblo y Educación.

González Pérez, H.J. (2013). *Análisis exergoeconómico de la instalación de turbina de la Unidad 4 de la Central Termoeléctrica (CTE) `` Carlos Manuel de Céspedes``*. (Tesis de Grado). Universidad de Cienfuegos, Cienfuegos.

Herrera Bravo, O. (2015) *Influencia de los parámetros operacionales y las cargas requeridas, en la eficiencia del sistema de calderas de la*

- Universidad de Cienfuegos* `` Carlos Manuel de Céspedes ``. (Tesis de Grado). Universidad de Cienfuegos, Cienfuegos.
- Lapido Rodríguez, M. (2014). *Funcionamiento y pérdidas en calderas pirotubulares. Estudios de casos*. Universidad de Cienfuegos: Universo Sur.
- Lapido Rodríguez, M. (2015) Influencia de parámetros operacionales en la eficiencia termodinámica de instalaciones de mediana y media capacidad *Revista Centro Azúcar* 42 (3)
- Lapido Rodríguez, M. (2016) Método para la evaluación de la eficiencia e impacto ambiental en un generador de vapor *Revista Ingeniería Energética*
- Lapido Rodríguez, M. (enero- marzo, 2010) Determinación del factor de carga en las calderas pirotubulares en la ciudad de Cienfuegos. *Revista Energía y Tú. Ecosolar* (31) .
- Lapido Rodríguez, M., Monteagudo Yanes, J. P. & Borroto Nordelo, A. (enero-marzo, 2005) La Gestión Energética y la Competitividad Empresarial. *Revista Energía y Tú*. (29).
- Lluch Urpí, J. (2008). *Tecnología y Margen de Refino*. La Habana. Instituto superior de Tecnología.
- Miguel Landestoy, E.A. (2010). *Procedimiento para la evaluación operacional de la caldera recuperadora DK-601 de la refinería de petróleo " Camilo Cienfuegos"`` Carlos Manuel de Céspedes ``*. (Tesis de Grado). Universidad de Cienfuegos, Cienfuegos.
- Oelker Behn,A. (2011). Alternativas de Ahorro en Plantas Térmicas.
Recuperado a partir de:
www.thermal.cl/.../articulo___alternativas_de_ahorro_en_plantas_te__r...
- Oelker Behn,A. (2011). Tratamiento de Agua para Calderas. Recuperado a partir de: norese.com/publicaciones/Tratamiento%20Agua%20Calderas.pdf
- Ríos Enseñat, J.L. (2013). *Influencia de los parámetros operacionales de las calderas pirotubulares y las cargas instaladas sobre la eficiencia del sistema termodinámico* `` Carlos Manuel de Céspedes ``. (Tesis de Grado). Universidad de Cienfuegos, Cienfuegos.

- Rodríguez Guerrero, G. (2000). *Operación de Calderas Industriales Tratado práctico operacional*. Colombia: Ecoe
- Rubio González, Á. M. (2000). *Generadores de Vapor Funcionamiento y Explotación*. Santa clara:
- Shapiro, M. M. (2000). *Fundamentos de Termodinámica Técnica. Tomo I. España: Reverté*
- Shapiro, M. M. (2000). *Fundamentos de Termodinámica Técnica. Tomo II. España: Reverté*
- Sukumiel, E. K. (1987). *Problemas de termotransferencias*. La Habana: Editorial Pueblo y Educación.
- Tanquero Díaz, N., León Trujillo & Meré Vargás. (2004). *Curso de operadores de Caldera*. La Habana: Alastor.
- Tenorio Junior, H. (2014). Controles de Caldera. Recuperado a partir de: www.conuee.gob.mx/pdfs/forosindustria/2ControlesdeCaldera.pdf
- Vidal Moya, D.A. (2010). *Determinación del factor de carga en las calderas piro-tubulares en la ciudad de Cienfuegos* `` Carlos Manuel de Céspedes ´´. (Tesis en opción al grado master). Universidad de Cienfuegos, Cienfuegos.

Anexos

Anexo 1: Objetivos que cumplen los VAPEN.

Vapen 220: Neutraliza el H_2CO_2 ácido carbónico, este es formulado a base de aminas volátiles que evitan la corrosión de las líneas de conducción del vapor y retorno del condensado protegiendo de esta manera el metal de las tuberías.

Vapen 230: Este producto tiene la función de dispersante y antiespumante de los depósitos de la caldera, manteniendo en suspensión las impurezas dañinas, evitando que puedan acumularse en los tubos de la caldera y controla la formación de espuma.

Vapen 250: Este se utiliza para controlar las incrustaciones de calcio y magnesio en calderas. Además este contiene antiespumante e inhibidores de fragilidad caustica.

Vapen 260: Su objetivo es el secuestrar el oxígeno mediante del sulfito de sodio.

Vapen Fuel: Es una avanzada fórmula desarrollada para el tratamiento de los contaminantes de los combustibles líquidos que causan incrustaciones y corrosión en las superficies metálicas del lado fuego de las calderas y hornos. Los contaminantes de los combustibles líquidos (diesel, bunker C, etc.) son causantes de:

a) Incrustación: estos depósitos son causados por cenizas de punto de fusión bajo ($\sim 1000^\circ F$), principalmente óxido de Vanadio que se acumulan en forma semilíquida en la parte metálica del lado fuego y que se adhieren tenazmente a esta.

b) Corrosión, en el estado semilíquido algunos compuestos de Vanadio, por ejemplo el Vanadil Vanadato de Sodio, son agentes corrosivos. La corrosión por Vanadil Vanadato de Sodio procede rápidamente entre los $1100^\circ F$ y $1650^\circ F$.

c) Catálisis de óxido de azufre, los óxidos de Vanadio catalizan la reacción de formación de trióxido de azufre el cual se combina con el agua a la temperatura de la chimenea y forma ácido sulfúrico, el cual es altamente corrosivo y contribuye a la contaminación ambiental.

Anexo 2: Valores de servicio del quemador dados por el fabricante.

Suministrador	Mehldau & Steinfath
Distancia de los quemadores verticalmente	1500 mm
Colocación de los quemadores	2 en la pared frontal
Longitud de la llama max.	6000 mm
Diámetro de la llama max.	1300 mm
Combustible 1 – aceite combustible pesado	
Valor calorífico bajo min.	37,6 MJ/kg
Viscosidad necesaria ante el quemador	12 – 17 cSt
Temperatura del aceite en punto de entrega cca.	130 – 140 °C
Cantidad del combustible en potencia max. de la caldera	2200 kg/h
Cantidad del combustible en potencia max. del quemador	1100 kg/h
Cantidad del combustible en potencia min. del quemador	275 kg/h
Presión del aceite en punto de entrega	20 bar
Presión del aceite ante el quemador en potencia max.	10 bar
Presión del aceite ante el quemador en potencia min.	3,3 bar
Atomización	vapor
Potencia máxima del quemador	11,5 MW
Combustible 2 – gas refinado	
Cantidad del combustible en potencia max. del quemador	1280 Nm ³ /h
Cantidad del combustible en potencia min. del quemador	320 Nm ³ /h
Presión del gas en punto de entrega	48 kPa
Presión del gas ante el quemador en potencia max.	25 kPa
Presión del gas ante el quemador en potencia min.	5 kPa
Valor calorífico en 0 °C	30,85 MJ/Nm ³
Vapor de atomización	
Existente vapor de atomización	225 °C
Presión del vapor de atomización en punto de entrega	12 bar
Vapor de atomización ante el quemador en potencia max.	7 bar
Vapor de atomización ante el quemador en potencia min.	7 bar

Consumo del vapor de atomización en potencia max. De la caldera	200 kg/h
Aire de enfriamiento	
Presión del aire de enfriamiento	10 kPa
Cantidad del aire de enfriamiento para la caldera	230 Nm ³ /h
Aire de control	
Existente presión del aire de control	4 – 6 bar
Cantidad del aire de control para dos calderas	30 – 60 Nm ³ /h
Temperatura	20 – 30 °C

Según el fabricante el combustible suministrado para la quema debe tener las siguientes características físico-químicas:

Aceite combustible (petróleo mejorado)

- Valor calorífico bajo ----- 39,5 MJ/kg
- Densidad específica en 15 °C ----- máx. 1000 kg/m³
- Contenido de carbono C(P) ----- 82,8 %
- Contenido de nitrógeno N(P) ----- 0,3 %
- Contenido de azufre S(P) ----- 6,0 %
- Contenido de hidrógeno H(P) ----- 9,3 %
- Contenido de cenizas A(P) ----- 0,1 %
- Contenido de oxígeno O(P) ----- 0,0 %
- Contenido de agua W(P) ----- 1,5 %

Crudo

- Valor calorífico bajo ----- 37,7 MJ/kg
- Densidad específica en 15 °C ----- máx. 1000 kg/m³
- Contenido de carbono C(P) ----- 79,8 %
- Contenido de nitrógeno N(P) ----- 0,5 %
- Contenido de azufre S(P) ----- 6,9 %
- Contenido de hidrógeno H(P) ----- 10,6 %
- Contenido de cenizas A(P) ----- 0,1 %
- Contenido de oxígeno O(P) ----- 0,1 %
- Contenido de agua W(P) ----- 2.0 %

Anexo 3: Datos para los cálculos

Parámetros	Valores	Unidades
1. Capacidad nominal del generador de vapor:	25	t/h
2. Producción de vapor real (registrado):	23	t/h
3. Presión de vapor sobrecalentado:	11,5	kg/cm ²
4. Presión en el domo:	12,23	kg/cm ²
5. Temperatura de vapor sobrecalentado:	250	°C
6. Temperatura del agua de alimentación:	104	°C
7. Temperatura aire ambiente:	30	°C
8. Combustible utilizado: Fuel - oíl	1613	kg/h
9. Composición del combustible:		
Cp=	83, 80	%
Hp =	11,2	%
Np=	0	%
Sp =	2	%
WP =	0,03	%
10. Temperatura del combustible al entrar al quemador:	136	°C
11. Temperatura de los gases a la salida del Economizador:	274	°C
12. Composición volumétrica de los gases a la salida del Economizador:		
CO ₂ =	13,7	%
O ₂ =	2,3	%
CO =	21	ppm
13. Índice de Bacharach:	9	
14. Valor calórico bajo	40015,78	KJ/kg
15. Consumo del vapor de atomización	200	kg/h
16. Temperatura del vapor que va atomizar	179	°C
17. Presión del vapor que va atomizar	8,42	kg/cm ²

Valores obtenidos en la corrida

Datos de corrida con la caldera trabajando al 100% de la carga con fuel oil)								
Parámetro de salida de los gases antes del Economizador.								
Parámetro	Hora							
	9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00
% O2	2,5	1,1	2,2	2,3	*	*	*	*
CO (ppm)	27	636	25	29	*	*	*	*
α	1,13	1,06	1,12	1,12	*	*	*	*
% CO2	13,6	14,6	13,8	13,7	*	*	*	*
Temperatura de los gases (°C)	461	441	460	461	*	*	*	*
Índice Bacharach	9	9	9	9	*	*	*	*
Parámetro de salida de los gases después del Economizador.								
	Hora							
	9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00
% O2	2,1	1	2,2	2,3	*	*	*	*
CO (ppm)	26	1203	20	21	*	*	*	*
α	1,11	1,05	1,12	1,12	*	*	*	*
% CO2	13,8	14,6	13,7	13,7	*	*	*	*
Temperatura de los gases (°C)	271	262	274	274	*	*	*	*
Índice Bacharach	9	9	9	9	*	*	*	*

Parámetros		9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00
Agua de Alimentar	Temp. antes del Economizador(°C)	104	104	104	104	*	*	*	*
	Temp. después del Economizador(°C)	146	146	150	152	*	*	*	*
Vapor de salida	Temp. salida Sobrecalentador(°C)	295	297	305	305	*	*	*	*
	Temp. después Atemperadora(°C)	250	250	250	250	*	*	*	*
	Flujo(Ton/hr)	21	23	23	23	*	*	*	*
	Presión	11,5	11,5	11,4	11,5	*	*	*	*
Combustible (Gas)									
Combustible (Fuel-oil)	Flujo(Ton/hr)	1480	1612	1615	1613	*	*	*	*
Aire a Quemadores	Flujo(Ton/hr)	14,7(1)	15,8(2)	17,1(2)	17(2)	*	*	*	*
	Presión	365	409	471	470	*	*	*	*
Gases de Combustión	Temp. antes d Economizador(°C)	409	432	449	447	*	*	*	*
	Temp. después d Economizador(°C)	202	218	227	226	*	*	*	*
	%O2 (Sensor de oxigeno)	1,8	1,4	2,3	2,3	*	*	*	*
	Presión 001(mmH2O)	92	105	121	120	*	*	*	*
	Presión 002(mmH2O)	95	108	123	122	*	*	*	*

(1) Ventilador en automático solo alcanza el 90% de las rpm.

- (2) Hubo que llevar el ventilador al 100% de las rpm manualmente.
- (*) No se pudieron tomar los datos.

Anexo 4: Producto de la capacidad térmica específica a presión constante por la temperatura de aire, gases y ceniza de la combustión.

Tabla A-6. Producto de la capacidad térmica específica a presión constante por la temperatura (Co) de aire, gases y ceniza de la combustión

θ (°C)	RO_i (kJ/m³N)	N_2 (kJ/m³N)	O_2 (kJ/m³N)	H_2O (kJ/m³N)	Aire (kJ/m³N)	Ceniza (kJ/kg)
10	170	130	132	151	132	81
200	358	280	267	305	267	189
300	559	392	407	483	403	264
400	773	527	551	627	542	360
500	997	685	700	795	685	459
600	1 224	805	851	968	831	561
700	1 462	947	1 006	1 148	981	663
800	1 705	1 094	1 161	1 337	1 131	768
900	1 963	1 244	1 320	1 525	1 282	876
1 000	2 204	1 395	1 479	1 726	1 437	985
1 100	2 460	1 545	1 638	1 927	1 596	1 098
1 200	2 719	1 697	1 802	2 133	1 756	1 207
1 300	2 979	1 852	1 965	2 346	1 915	1 362
1 400	3 243	2 011	2 129	2 560	2 078	1 584
1 500	3 507	2 165	2 296	2 782	2 242	1 760
1 600	3 771	2 325	2 464	3 004	2 405	1 877
1 700	4 039	2 485	2 631	3 231	2 569	2 065
1 800	4 307	2 644	2 799	3 461	2 732	2 189
1 900	4 576	2 807	2 971	3 691	2 900	2 388
2 000	4 848	2 967	3 143	3 930	3 067	2 514
2 100	5 120	3 130	3 310	4 165	3 235	-
2 200	5 393	3 293	3 486	4 404	3 402	-

Anexo 5: Pérdidas de calor al exterior a régimen nominal.

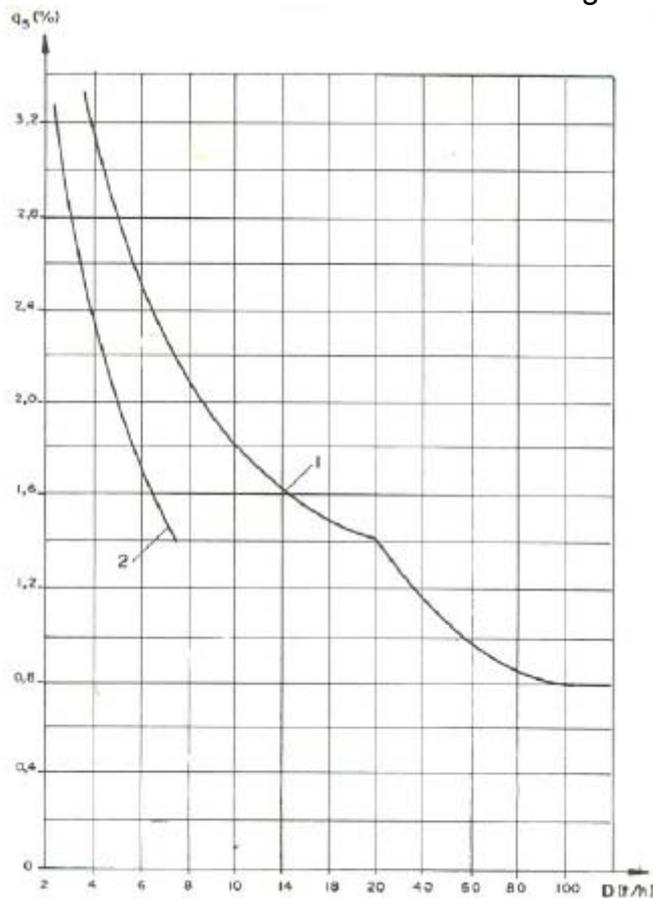


Fig. 3.2
Pérdida por radiación versus D_N .

Anexo 6: Límites sugeridos por la ABMA y la ASME.

En cuanto a sílice, sólidos disueltos, sólidos totales y alcalinidad, la ABMA, *American Boiler Manufacturer's Association*¹, recomienda:

Presión caldera (psig)	Sólidos totales ppm	Alcalinidad total ppm CaCO ₃	Sólidos suspendidos	Sílice ppm SiO ₂
0 - 300	3.500	700	300	125
301 - 450	3.000	600	250	90
451 - 600	2.500	500	150	50
601 - 750	2.000	400	100	35
751 - 900	1.500	300	60	20
901 - 1.000	1.250	250	40	8
1.001 - 1.500	1.000	200	20	2,5
1.501 - 2.000	750	150	10	1,0

Para conductividad del agua de calderas el ASME (Research Committee in Thermal Power Systems) de acuerdo con la presión del tambor de vapor recomienda:

Presión caldera (psig)	Sílice ppm SiO ₂	Alcalinidad total * ppm CaCO ₃	Conductividad específica Umho/cm
0 - 300	150	700	7.000
301 - 450	90	600	6.000
451 - 600	40	500	5.000
601 - 750	30	400	4.000
751 - 900	20	300	3.000
901 - 1.000	8	200	2.000
1.001 - 1.500	2	0 (2)	150
1.501 - 2.000	1	0 (2)	100

Anexo 7: Valor de la densidad y del calor específico de los gases de escape.

Tabla 16

Propiedades físicas de los gases de combustión
 $(P = 760 \text{ mmHg} \approx 1,01 \cdot 10^5 \text{ Pa}; \bar{P}_{\text{CO}_2} = 0,13; \bar{P}_{\text{H}_2\text{O}} = 0,11; \bar{P}_{\text{N}_2} = 0,76)$
 [L.13]

$t, ^\circ\text{C}$	$\rho, \text{kg/m}^3$	$c_p, \text{kJ/(kg}\cdot^\circ\text{C)}$	$\lambda \cdot 10^3, \text{W/(m}\cdot^\circ\text{C)}$	$\alpha \cdot 10^4, \text{m}^2/\text{s}$	$\mu \cdot 10^4, \text{Pa}\cdot\text{s}$	$\nu \cdot 10^4, \text{m}^2/\text{s}$	γ
0	1,295	1,042	2,28	16,9	15,8	12,20	0,72
100	0,950	1,068	3,13	30,8	20,4	21,54	0,69
200	0,748	1,097	4,01	48,9	24,5	32,80	0,67
300	0,617	1,122	4,84	69,9	28,2	45,81	0,65
400	0,525	1,151	5,70	94,3	31,7	60,38	0,64
500	0,457	1,185	6,56	121,1	34,8	76,30	0,63
600	0,405	1,214	7,42	150,9	37,9	93,61	0,62
700	0,363	1,239	8,27	183,8	40,7	112,1	0,61
800	0,330	1,264	9,15	219,7	43,4	131,8	0,60
900	0,301	1,290	10,0	258,0	45,9	152,5	0,59
1000	0,275	1,306	10,90	303,4	48,4	174,3	0,58
1100	0,257	1,323	11,75	345,5	50,7	197,1	0,57
1200	0,240	1,340	12,62	392,4	53,0	221,0	0,56

315

Anexo 8: Factores de conversión para transformar las unidades de masa o volumen en unidades de energía, según el tipo de combustible.

COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN ⁷
Gas natural (m ³)	2,15 kg CO ₂ /Nm ³ de gas natural
Gas butano (kg)	2,96 kg CO ₂ /kg de gas butano
Gas butano (número de bombonas)	37,06 kg CO ₂ /bombona (considerando 1 bombona de 12,5 kg)
Gas propano (kg)	2,94 kg CO ₂ /kg de gas propano
Gas propano (número de bombonas)	102,84 kg CO ₂ /bombona (considerando 1 bombona de 35 kg)
Gasoil (litros)	2,79 kg CO ₂ /l de gasoil ⁸
Fuel (kg)	3,05 kg CO ₂ /kg de fuel
GLP genérico (kg)	2,96 kg CO ₂ /kg de GLP genérico
Carbón nacional (kg)	2,30 kg CO ₂ /kg de carbón nacional
Carbón de importación (kg)	2,53 kg CO ₂ /kg de carbón de importación

Anexo 9: Valores de corridas del 2014

Día: 10/12/2014(La caldera trabajando al 100% de la carga solo con gas)								
Parámetro de salida de los gases después del Economizador.								
Parámetro	Hora							
	9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00
% O ₂	*	*	*	*	0,9	3,4	4,1	3,4
CO (ppm)	*	*	*	*	2000	2000	2000	2000
α	*	*	*	*	1,04	1,19	1,24	1,19
% CO ₂	*	*	*	*	12,5	11	10,5	11
Temp de los gases (°C)	*	*	*	*	214	235	235	236
Índice Bacharach	*	*	*	*	4	2	3	1
Parámetro					1:00	2:00	3:00	4:00
Agua de Alimentar	Temp. antes del Economizador(°C)				102,6	94,1	94,3	100,3
	Temp. después del Economizador(°C)				146	147	148	153
Vapor de salida	Temp. después Atemporada(°C)				250	250	250	250
Vapor de salida	Flujo(kg/h)				21	22	23	16
Gas combustible	Flujo(Nm ³ /h)				3137	3161	3157	921
Vapor de salida	Presión				10,4	10,9	10,4	11,3
Vapor de salida	Flujo(Ton/h)				21	22	23	16

Día: 11/12/2014(La caldera trabajando al 60% de la carga con gas y fuel oil)								
Parámetro de salida de los gases después del Economizador.								
Parámetro	Hora							
	9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00
% O ₂	1,7	2,7	2,9	3,1	2,8	4,3	4,5	*
CO (ppm)	10	8	6	6	6	6	5	*
α	1,08	1,15	1,16	1,17	1,15	1,26	1,27	*
% CO ₂	12,2	11,4	11,3	11,2	11,3	10,4	10,3	*
Temp de los gases (°C)	200	201	204	203	203	212	214	*
Índice Bacharach	6	6	6	6	6	4	4	*

salida									
Vapor de salida	Presión kg/cm2	11,5	11,3	11,4	11,5	11,2	11,3	11,5	*
Gas combustible	Flujo(Nm ³ /h)	1055	1056	1055	1053	1066	1060	2333	*
Fuel oil	Flujo(kg/h)	951	971	1048	1047	920	955	910	*

Día: 15/12/2014(La caldera trabajando al 100% de la carga con gas y fuel oil)

Parámetro de salida de los gases después del Economizador.									
Parámetro	Hora								
	9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00	
% O2	*	*	*	0,1	0,6	0,3	0,8	0,3	
CO (ppm)	*	*	*	2000	2000	2000	2000	2000	
α	*	*	*	1,01	1,03	1,02	1,04	1,02	
% CO2	*	*	*	15,3	14,9	15,2	14,8	15,1	
Temp de los gases (°C)	*	*	*	261	288	281	290	287	
Índice Bacharach	*	*	*	9	9	9	9	9	

Parámetro		9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00
Agua de Alimentar	Temp. antes del Economizador(°C)	*	*	*	84	100	104	104	104
	Temp. después del Economizador(°C)	*	*	*	128	140	147	147	146
Vapor de salida	Temp. salida Sobrecalentador(°C)	*	*	*	315	308	315	316	312
Vapor de salida	Temp. después Atemporada(°C)	*	*	*	250	250	250	250	250
Vapor de salida	Flujo(Ton/h)	*	*	*	24,3	24,4	24,2	24	24,7
Vapor de salida	Presión	*	*	*	10,6	11,1	11	11	11,2
Gas combustible	Flujo(Nm³/h)	*	*	*	1959	1842	1840	2838	1835
Fuel oil	Flujo(kg/h)	*	*	*	1279	1431	1337	1283	1400

Día: 16/12/2014(La caldera trabajando al 60% de la carga con fuel oil)

Parámetro de salida de los gases después del Economizador.									
Parámetro	Hora								
	9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00	
% O₂	*	4,6	*	*	*	*	3,1	4,1	

CO (ppm)	*	19	*	*	*	*	8	5
α	*	1,28	*	*	*	*	1,17	1,27
% CO₂	*	12	*	*	*	*	13,2	12,1
Tgases (°C)	*	224	*	*	*	*	211	215
Índice Bacharach	*	8	*	*	*	*	8	8

Parámetro		9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00
Agua de Alimentar	Temp. antes del Economizador(°C)	*	104	*	*	*	*	104	104
	Temp. después del Economizador(°C)	*	151	*	*	*	*	145	141
Vapor de salida	Temp. salida Sobrecalentador(°C)	*	270	*	*	*	*	315	305
Vapor de salida	Temp. después Atemporada(°C)	*	250	*	*	*	*	250	250
Vapor de salida	Flujo(Ton/h)	*	16	*	*	*	*	15	15
Vapor de salida	Presión	*	12,6	*	*	*	*	12,2	12,2
Gas combustible	Flujo(Nm³/h)	*	0	*	*	*	*	0	0
Fuel oil	Flujo(kg/h)	*	1086	*	*	*	*	112	1038

Día: 17/12/2014(Línea base con la caldera trabajando al 75% de la carga con fuel oil)

Parámetro de salida de los gases después del Economizador.

Parámetro	Hora							
	9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00
% O₂	2,2	2,1	2,2	2,3	2,6	2,2	3,5	*
CO (ppm)	25	39	21	10	21	25	20	*
α	1,13	1,11	1,12	1,12	1,13	1,14	1,12	*
% CO₂	13,8	13,8	13,8	13,6	13,5	13,7	12,8	*
Temp de los gases (°C)	238	237	236	238	239	239	245	*
Índice Bacharach	7	7	6	6	8	7	7	*

Parámetro		9:00	10:00	11:00	12:00	1:00	2:00	3:00	4:00
Agua de Alimentar	Temp. antes del Economizador(°C)	104	104	104	104	104	104	104	*
	Temp. después del Economizador(°C)	142	142	142	142	145	142	140	*

Vapor de salida	Temp. salida Sobrecalentador(°C)	301	300	301	304	300	304	302	*
Vapor de salida	Temp. después Atemperadora(°C)	250	250	250	250	250	250	250	*
Vapor de salida	Flujo(Ton/h)	18	18	18	18	18	18	18	*
Vapor de salida	Presión	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	*
Gas combustible	Flujo(Nm³/h)	0	0	0	0	0	0	0	*
Fuel oil	Flujo(kg/h)	1313	1325	1317	1314	1312	1324	1319	*

Anexo 10: Precio de los productos que se necesitan para mantener el funcionamiento de la caldera.

Producto	Precio(CUC)
El 1kg de sal	0.2842
El m ³ de agua	1.50
El barril de Fuel oil	33.57
El litro de Vapen 220	2.20
El litro de Vapen 220PE	4.48
El litro de Vapen 230	2.73
El kg de Vapen 250	7.23
El kg de Vapen 260	3.88