

**REALIZACIÓN DE GUÍA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO PARA  
CALDERAS**

**OSWALDO JOSÉ OLEA SUAREZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR  
MINOR DE MANTENIMIENTO INDUSTRIAL  
CARTAGENA DE INDIAS D. C. Y T.**

**2012**

**REALIZACIÓN DE GUÍA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO PARA  
CALDERAS**

**OSWALDO JOSÉ OLEA SUAREZ**

**Monografía para optar por título de Ingeniero Mecánico**

**Dirigida por:**

**JUAN FAJARDO CUADRO**

**PhD (c), Msc, ME**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR**

**MINOR DE MANTENIMIENTO INDUSTRIAL**

**CARTAGENA DE INDIAS D. C. Y T.**

**2012**

Cartagena de indias D.T. y C. 18 de julio de 2012

Señores

**COMITÉ CURRICULAR**

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Facultad de Ingeniería

Cartagena

Estimados Señores

Presentamos para su consideración la monografía titulada “**Realización de guía de mantenimiento predictivo para calderas.**” como requisito para obtener el título de Ingeniero Mecánico.

Atentamente

---

OSWALDO JOSÉ OLEA SUAREZ

C. C. 1.047.434.935 de Cartagena, Bolívar

Cartagena de indias D.T. y C. 18 de julio de 2012

Señores

**COMITÉ CURRICULAR**

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

Facultad de Ingeniería

Cartagena

Estimados Señores

Luego de revisar la monografía titula “**realización de guía de mantenimiento predictivo para calderas.**” desarrollada por el estudiante Oswaldo José Olea Suarez, estudiante de Ingeniería Mecánica; considero que cumple con los objetivos propuestos, por lo que estoy de acuerdo en presentarlo formalmente para su calificación y así opten por el título de Ingeniero Mecánico.

Cordialmente,

---

Ph.D (c) Juan Gabriel Fajardo Cuadro

Director de proyecto

Cartagena de indias D.T. y C. 18 de julio de 2012

## **AUTORIZACIÓN**

Yo, OSWALDO JOSÉ OLEA SUAREZ identificado con cedula de ciudadanía número 1.047.434.935 de Cartagena Bolívar, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar, hacer uso de esta monografía de grado y publicarla en el catalogo online de su biblioteca.

Cordialmente,

---

OSWALDO JOSÉ OLEA SUAREZ  
C. C 1.047.434.935 de Cartagena Bolívar

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

**Firma de presidente del jurado**

---

**Firma del jurado**

---

**Firma del jurado**

---

Cartagena de indias D.T. y C. 18 de julio de 2012

## **AGRADECIMIENTOS**

En primera instancia le doy muchas gracias a Dios, por permitir que se haya culminado este trabajo y por ayudarme en cada uno de los obstáculos que se levantaron para la realización de esta monografía, en todo el recorrido de mi carrera.

Le agradezco a todas las personas que me apoyaron y me permitieron que la realización de esta monografía se hiciera más sencilla, al profesor Juan Fajardo, el cual estuvo presente en cada una de las etapas de este trabajo orientándome, en base a su experiencia en los equipos que trabajan sometidos a presión. Además también me encuentro agradecido con el Ingeniero Edgardo Torres, el cual trabaja en la planta de Abocol, este me facilitó información que enriqueció el contenido de este trabajo de grado.

También agradezco al profesor Vladimir Quiroz, el cual estuvo presente en el proceso, aclarándome cada una de las dudas que me surgían en alguna de las etapas del trabajo.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>16</b>
<b>JUSTIFICACIÓN.....</b>	<b>17</b>
<b>OBJETIVO GENERAL.....</b>	<b>18</b>
<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....</b>	<b>18</b>
<b>1. GENERALIDADES DE LAS CALDERAS.....</b>	<b>19</b>
<b>1.1 Calderas y la historia de la generación de vapor.....</b>	<b>19</b>
<b>1.2 Calderas Piro tubulares.....</b>	<b>20</b>
<b>1.3 Calderas Acuotubulares.....</b>	<b>21</b>
<b>1.4 Clasificación de las calderas según la presión que manejan.....</b>	<b>21</b>
<b>1.4.1 De baja presión.....</b>	<b>21</b>
<b>1.4.2 De media presión.....</b>	<b>22</b>
<b>1.4.3 De alta presión.....</b>	<b>22</b>
<b>1.4.4 Supercríticas.....</b>	<b>22</b>
<b>1.5 Clasificación de las calderas según el tipo de combustible utilizado.....</b>	<b>22</b>
<b>1.5.1 De combustibles líquidos.....</b>	<b>22</b>
<b>1.5.2 De Combustible Gaseosos.....</b>	<b>22</b>
<b>1.5.3 De combustibles Sólidos.....</b>	<b>22</b>
<b>2. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA CALDERA.....</b>	<b>24</b>
<b>2.1 Hogar .....</b>	<b>24</b>
<b>2.2 Quemadores.....</b>	<b>25</b>
<b>2.3 Tubos.....</b>	<b>25</b>
<b>2.4 Sobrecalentadores.....</b>	<b>25</b>



2.5	Domo Principal.....	25
2.6	Economizador.....	25
2.7	Chimenea.....	26
<b>3.</b>	<b>FALLAS MÁS COMUNES OCURRIDAS EN UNA CALDERA.....</b>	<b>27</b>
3.1	Fallas y causas de fallas producidas en el refractario.....	28
3.1.1.	Escorificación.....	28
3.1.2.	Spalling.....	28
3.1.3.	Deformación bajo carga en caliente.....	29
3.1.4.	Destrucción mecánica.....	29
3.1.5.	Atmósfera del horno.....	29
3.1.6.	Temperatura.....	30
3.2	Sobrecalentamiento.....	30
3.2.1	Fractura de labio grueso.....	30
3.2.2	Fractura de labio delgado.....	31
3.3	Creep.....	31
3.4	Pitting.....	32
3.5	Erosión.....	33
3.6	Corrosión.....	34
3.7	Fatiga.....	36
<b>4.</b>	<b>MANTENIMIENTO PREDICTIVO (MP).....</b>	<b>37</b>
4.1	Descripción general de mantenimiento predictivo.....	37
4.2	Curva de la bañera en el mantenimiento predictivo.....	38
4.3	Objetivos principales al momento de realizar seguimiento a variables.....	40
4.4	Justificación económica del mantenimiento predictivo.....	40
4.5	Calidad de los equipos cuando se ofrecen servicios de MP.....	41

<b>4.6 Técnicas para realizar el mantenimiento predictivo.....</b>	<b>42</b>
<b>4.6.1 Análisis de vibraciones.....</b>	<b>42</b>
<b>4.6.1.1 Técnicas de análisis de vibraciones.....</b>	<b>42</b>
<b>4.6.1.2 Parámetros de las vibraciones.....</b>	<b>43</b>
<b>4.6.2 Termografía.....</b>	<b>43</b>
<b>4.6.2.1 Principales características de una</b>	
<b>cámara termográfica.....</b>	<b>44</b>
<b>4.6.2.2 Aplicaciones de la termografía.....</b>	<b>45</b>
<b>4.6.3 Inspecciones boroscópicas.....</b>	<b>46</b>
<b>4.6.4 Inspección por ultrasonido.....</b>	<b>47</b>
<b>4.6.4.1 Características más relevantes del medidor</b>	
<b>de ultrasonido.....</b>	<b>47</b>
<b>4.6.5 Análisis de gases de escape.....</b>	<b>48</b>
<b>4.6.5.1 Utilidad del control de los gases de escape.....</b>	<b>48</b>
<b>5. INDICADORES PARA REALIZAR MP (GUÍA DE MANTENIMIENTO</b>	
<b>PREDICTIVO).....</b>	<b>53</b>
<b>5.1 Estándares de emisión admisibles de contaminantes</b>	
<b>a la atmósfera.....</b>	<b>53</b>
<b>5.2 Guía de parámetros y valores recomendados para calidad de agua</b>	
<b>Para rango de presión entre 0 -1700 kPa,</b>	
<b>de operación de las calderas.....</b>	<b>54</b>
<b>5.3 Valores de eficiencias en las calderas.....</b>	<b>55</b>
<b>5.4 Nivel de sólidos disueltos (TDS) recomendados dentro de la caldera</b>	
<b>(Control de purga).....</b>	<b>57</b>
<b>5.5 Guía para conocer el momento en que los tubos de la caldera deben</b>	
<b>ser químicamente lavados.....</b>	<b>57</b>

<b>5.6 Temperaturas máximas permisibles de los tubos de la caldera, Dependiendo del material de fabricación.....</b>	<b>59</b>
<b>6. INSPECCIONES DE CALDERAS DE LA EMPRESA ABOCOL.....</b>	<b>60</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>65</b>
<b>CONCLUSIÓN.....</b>	<b>69</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>71</b>

## LISTADO DE FIGURAS

- Figura 1.** Primeras calderas construidas
- Figura 2.** Caldera piro tubular
- Figura 3.** Caldera acuotubular
- Figura 4.** Descripción de los componentes de una caldera
- Figura 5.** Economizador de una caldera
- Figura 6.** Falla de fractura de labio grueso
- Figura 7.** Falla de fractura de labio delgado
- Figura 8.** Falla por creep
- Figura 9.** Falla por pitting
- Figura 10.** Falla por erosión
- Figura 11.** Falla por corrosión por el lado de las aguas
- Figura 12.** Falla por corrosión por el lado del fuego
- Figura 13.** Falla por fatiga
- Figura 14.** Curva de la bañera
- Figura 15.** Curvas de ciclos de vida
- Figura 16.** Analizador de vibraciones
- Figura 17.** Cámara termografía
- Figura 18.** Inspección termográfica caldera 104 de Abocol
- Figura 19.** Caldera 104 de Abocol
- Figura 20.** Inspección termográfica caldera 103 de Abocol
- Figura 21.** Caldera 103 de Abocol
- Figura 22.** Boroscópio
- Figura 23.** Analizador de ultrasonido

**Figura 24.** Analizador de gases de escape

**Figura 25.** Diferencias de temperaturas, en una sección de tubo de caldera

**Figura 26.** Caldera acuotubular de la empresa Abocol

**Figura 27.** Falla por pitting en los tubos de las calderas de Abocol.

**Figura 28.** Falla por pitting en los tubos de las calderas de Abocol.

**Figura 29.** Falla en la Placa de la entrada de gases producto de la combustión, de caldera pirotubular de Abocol.

**Figura 30.** Falla en un economizador de caldera de Abocol.

**Figura 31.** Falla en los tubos del hogar de una caldera de Abocol.

## Listado de tablas

**Tabla 1.** Fallas más comunes en las calderas

**Tabla 2.** Posibilidades de fallas en las partes de la caldera

**Tabla 3.** Fallas en equipos de la combustión interna, dependiendo de los elementos en los gases de escape.

**Tabla 4.** Análisis de gases a la caldera WHB-350 de Abocol, Abril 2010

**Tabla 5.** Análisis de gases a la caldera WHB-350 de Abocol, Mayo 2010

**Tabla 6.** Parámetros de los elementos en el agua de alimentación, para calderas pirotubulares

**Tabla 7.** Parámetros de los elementos en el agua de alimentación, para calderas acuotubulares.

**Tabla 8.** Eficiencias típicas de las calderas.

**Tabla 9.** Eficiencias de las calderas según su capacidad

**Tabla 10.** Niveles de sólidos disueltos (TDS) permisibles en el agua de una caldera

**Tabla 11.** Niveles de suciedad permisibles en las paredes de los tubos de una caldera.

**Tabla 12.** Temperaturas máximas permisibles de los tubos de la caldera, dependiendo del material de fabricación.

## **ANEXOS**

**Anexo A.** Formato de inspección de calderas de Abocol.

**Anexo B.** Análisis termográfico en la empresa Abocol (Caldera 305)

**Anexo C.** Reporte de toma de espesores en Ecopetrol a tubería de paredes laterales del hogar

**Anexo D.** Reporte de toma de espesores en Ecopetrol a tubería del economizador

## **INTRODUCCIÓN**

El 70% de las calderas que operan en Colombia se concentran en zonas residenciales, comerciales e industriales densamente pobladas, las cuales congregan un número importante de ciudadanos que están expuestos a múltiples riesgos, que pueden dar lugar a incendios, explosiones, lesiones personales, muertes, graves deterioros a bienes materiales y al ambiente. Estos riesgos, de no ser controlados o eliminados pueden generar, además de pérdidas de vidas humanas, costos demasiado altos que comprometen seriamente el presupuesto de la industria nacional en este sector [1].



## **JUSTIFICACIÓN**

El motivo de esta investigación es básicamente por la carencia de guías para mantenimientos predictivos para las diferentes calderas que podemos encontrar en las industrias. Además, con esto se busca disminuir los costos del mantenimiento de estos equipos previniendo posibles fallas, las cuales puedan generar altos gastos para la empresa.

Esta investigación también tiene como propósito brindarles a los operadores de estos equipos una guía de mantenimiento predictivo con el fin de que a dichas personas se les facilite la prevención de posibles fallas futuras.

## **OBJETIVO GENERAL**

- Realizar una guía de mantenimiento predictivo para prevenir fallas en calderas de vapor.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Explorar el estado del arte de análisis de las fallas en las calderas.
- Identificar las fallas más comunes que se presentan en las calderas.
- Documentar las técnicas de mantenimiento predictivo para la prevención de fallas en calderas.
- Elaborar la guía de mantenimiento.

## GENERALIDADES DE LAS CALDERAS

### 1.1 Caldera:

Es un recipiente a presión diseñado para generar vapor de agua, absorbiendo el calor liberado en la combustión de un combustible o también gases calientes provenientes de un proceso externo o de elementos eléctricos [2].

### HISTORIA.

En los años 1800 apareció la primera caldera y fue la tipo Shell o coraza (ver figura 1), con una forma similar a una tetera pequeña llena de agua, con una fuente de calor en la parte baja de la misma. Más tarde fueron apareciendo otros tipos de calderas como la de tipo pirotubular (en la que el fuego va por dentro de los tubos). Este tipo de calderas generaba explosiones frecuente, ya que el fuego incidía de forma directa en los tubos.

Las calderas de vapor más comunes aparecieron a comienzos del siglo XVIII, aunque cabe señalar que las primeras máquinas de vapor aparecieron en 1698 creadas por Thomas Savery, en estas el vapor accionaba un sistema mecánico para transmitir el movimiento [3].

Primeras calderas fabricadas

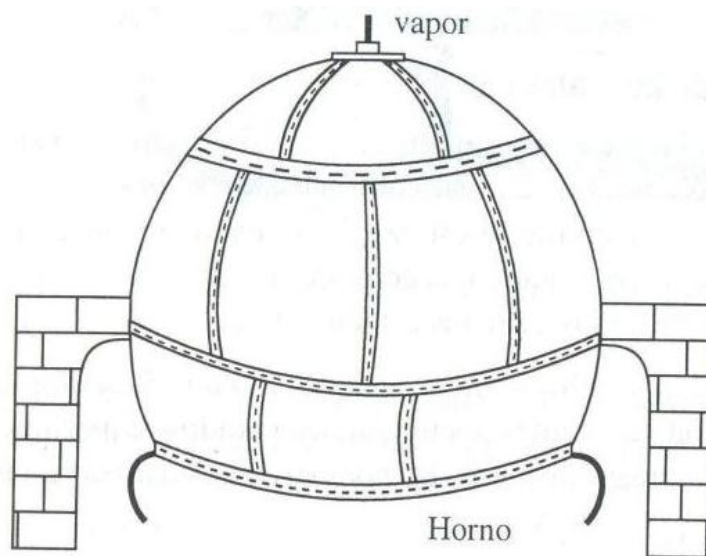


Figura 1- Primeras calderas fabricadas  
Fuente: Operación de calderas industriales - Gonzalo Rodríguez

## 1.2 Calderas Piro tubulares

En las calderas piro tubulares los gases calientes circulan por dentro de los tubos y el agua por fuera de ellos (ver figura 2). Este tipo de calderas es muy usada en aplicaciones industriales pequeñas. Los primeros diseños de calderas piro tubulares fueron sencillamente un tambor de agua a presión, con una línea de agua de alimentación y una salida del vapor producto, montados sobre un marco de ladrillos, el calor que se liberaba era aplicado directamente en la parte inferior, y su vez esto permitía que los gases fueran expulsados por la chimenea, a través de un haz de tubos con agua. Mas adelante los diseñadores de estos equipos se dieron cuenta que calentar una gran masa de agua en un recipiente era muy ineficiente, a causa de la fricciones internas producto de la circulación por convección dentro del depósito. Para corregir esta ineficiencia dirigieron los gases de la combustión dentro del recipiente de la caldera donde se hallaba el agua, con el fin de lograr una óptima transferencia. Esto dio origen a las calderas piro tubulares.

Las calderas piro tubulares generalmente son utilizadas para capacidades de 50.000lb/h y presiones hasta 300 psi. La mayor limitación para este tipo de calderas son las altas presiones, ya que las fuerzas que se generarían en las paredes del tambor serian muy altas y para soportar esas presiones se necesitarían paredes extremadamente gruesas y eso generaría costos muy altos.

Sus usos son generalmente en panaderías, lavanderías, hospitales, etc. [3].

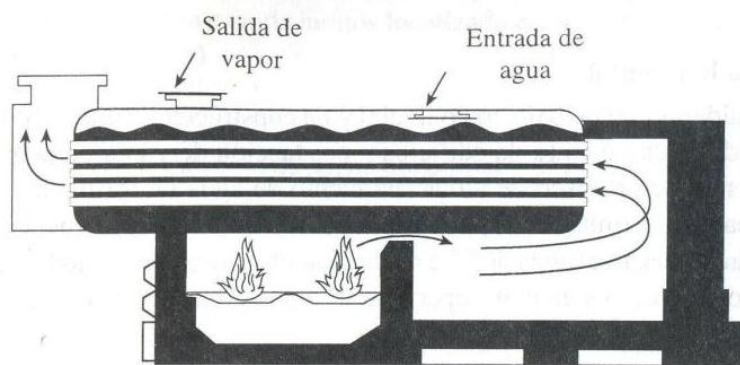


Fig. 2 - Caldera Piro tubular

Fuente: Operación de calderas industriales - Gonzalo Rodríguez

### 1.3 Calderas Acuotubulares

Estas calderas se definen así, ya que el fluido circula por el interior de los tubos (ver figura 3). El origen de estas calderas fue a finales del siglo XVIII, por lo cual el modelo original varía mucho con los de hoy en día. Este tipo de calderas básicamente está compuesta por tambores acumuladores de agua y de tubos por los cuales circula el vapor y el agua, encerrando los contornos (hogar) de la caldera con paneles de tubos para formar el horno. Las características de los tubos por los cuales circula el agua y/o vapor, están hechos de acero carbón mientras que los tubos por los cuales circula el vapor sobrecalentado o recalentado, deben tener una aleación austenítica (acero + metal tenaz). Estos tubos de vapor sobrecalentado son de menor diámetro que los de agua-vapor, llamados tubos de vapor saturado.

El costo de estas calderas en comparación con los piro-tubulares es relativamente más alto, pero esto se compensa con una mayor eficiencia [3].

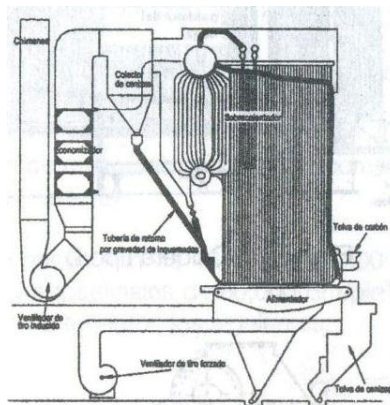


Figura 3. Caldera acuotubular

Fuente: Operación y mantenimiento de calderas industriales- Javier Castro.

### 1.4 Clasificación de las calderas de acuerdo a la presión que manejan

#### 1.4.1 De baja presión

Estas calderas trabajan con presiones de hasta  $5\text{Kg/cm}^2$ , estas presiones generalmente se encuentran en calderas de agua caliente y no en las que generan vapor.

---

### **1.4.2 De media Presión**

Utilizadas en la industrial en general, ya que trabajan con presiones aproximadas a 20 Kg/cm<sup>2</sup> del vapor saturado.

### **1.4.3 De alta presión**

Este tipo de calderas trabajan con presiones mayores a 20 Kg/cm<sup>2</sup> y cercanas a la presión crítica. Este tipo de equipos están asociados con los ciclos de potencia.

### **1.4.4 Supercríticas**

Estas calderas trabajan con presiones mayores a la crítica 225 atmósferas (ATA), 374 °C. Las cuales son utilizadas en las grandes plantas de generación de energía eléctrica (EE.UU., Japón).

## **1.5 Clasificación de las calderas según el tipo de combustible utilizado**

### **1.5.1 De combustible líquido**

Generalmente usan como combustible fueloil pesado (Combustóleo), estas calderas requieren de tanques de servicio y elementos para el precalentamiento del fuel, sistemas de bombeo y transporte para este.

En estas calderas los precalentadores le elevan la temperatura al combustible a unos 40°C para reducir la viscosidad del líquido y que sea más fácil transportarlo hasta los quemadores y tener una buena atomización del combustible en estos.

### **1.5.2 De combustible gaseosos**

Generalmente usan GLP o gas natural. Los quemadores de estas calderas trabajan a bajas presiones, por lo que es común que tengan dispositivos de reducción de presiones.

Una de las desventajas de este tipo de calderas es el riesgo de explosiones por no lograr una buena mezcla aire combustible, y a causa de esto se producen grandes concentraciones de combustible sin quemar y esto puede generar explosiones.

### **1.5.3 De combustible sólidos**

En este tipo de calderas generalmente se usan los siguientes tipos de combustibles:

- Leña
- Desechos de producción (cáscara de arroz, etc.)
- Carbón

La configuración de los quemadores variará de acuerdo al combustible que utilice la caldera.

Este tipo de caldera a diferencia de las de combustible líquido y gaseoso es que los hogares de estas son más grandes, ya que el volumen de combustible usado en estas calderas es mayor.

Una desventaja de este tipo de caldera es que por ser combustible sólido, este al ser quemado deja residuos (cenizas) y por tal motivo deben limpiarse los hogares con mayor frecuencia [4].

## 2. Descripción de los componentes de una caldera (ver figura 4)

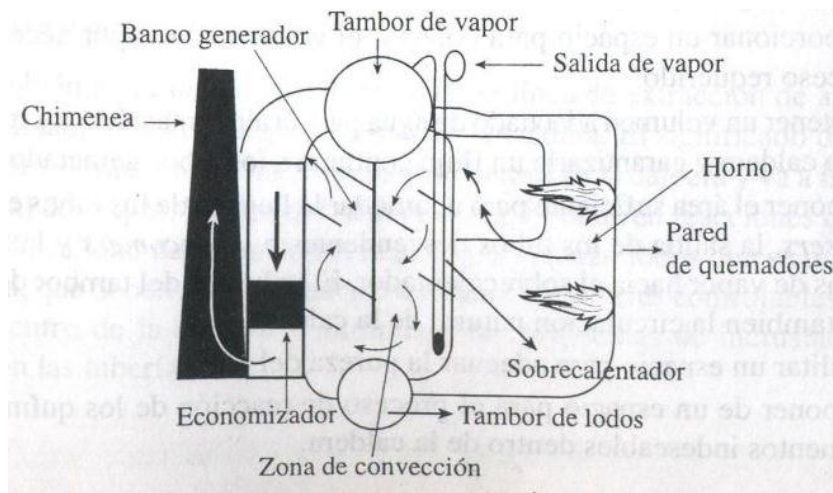


Fig. 4. Componentes de una caldera

Tomada de: Operación de Calderas Industriales - Gonzalo Rodríguez

### 2.1 Hogar

Es el lugar de la caldera donde se lleva a cabo la combustión y la transferencia de calor por radiación. Este se encuentra construido por una gran cantidad de tubos, además en su interior se sitúan los quemadores de combustible los cuales están ubicados en el mismo plano de una pared del horno, para grandes unidades de generación de potencia.

#### Las características del hogar son las siguientes:

- Tener el volumen suficiente para contener el aire necesario para una combustión completa.
- Resistencia a altas temperaturas y esfuerzos mecánicos por eventuales explosiones internas en la caldera.

Los hornos se pueden encontrar paralelos y turbulentos, siendo los primeros en los que los quemadores se encuentran ubicados atrás de la pared posterior del horno. Y los turbulentos son aquellos donde los quemadores se encuentran en las esquinas e inyectan el combustible en forma tangencial al horno.



## **2.2 Quemadores**

Es una de las partes más importante de la caldera ya que en ellos se produce la combustión. Su diseño permite que se mezclen de forma adecuada el combustible y el aire para lograr una combustión completa.

## **2.3 Sobrecalentadores**

Su objetivo es aumentar la temperatura del vapor saturado para asegurar que esté totalmente seco, y para llevar el vapor a la temperatura de trabajo de las turbinas.

Se usan aceros aleados para su construcción, para resistir las altas temperaturas de operación.

El sobrecalentador se encuentra dividido en múltiples secciones, para hacer más fácil el control de la temperatura del vapor y también para optimizar la recuperación de vapor.

## **2.4 Tambor de Vapor**

El tambor de vapor o domo principal es un cilindro cuya función es recibir agua, que generalmente ha pasado por el economizador y ha ganado temperatura, para que después esta se vaya evaporando gradualmente hasta obtener los volúmenes de vapor necesarios para el proceso requerido.

La capacidad de producción de vapor de la caldera depende directamente del volumen del domo superior.

Otras funciones del tambor de vapor son las siguientes:

- Propiciar el espacio suficiente para facilitar la separación agua –vapor en la evaporación
- Mantener el volumen adecuado de agua para garantizar un flujo de vapor constante [3].

## **2.5 Economizador**

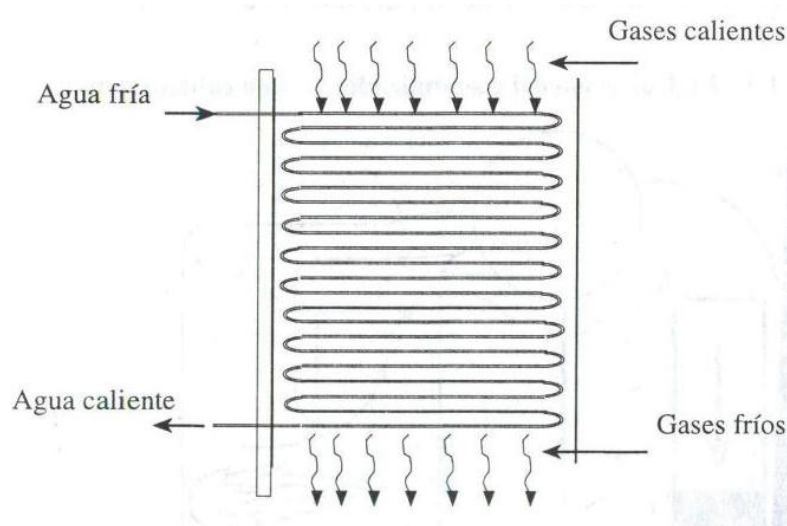
El economizador es un intercambiador de calor, el cual recupera la energía residual de los gases producto de la combustión, aguas debajo del sobrecalentador y del recalentador, para incrementar la temperatura del agua que llega al tambor de vapor o domo superior (ver figura 5).

El banco tubular contiene los tubos en serpentín horizontales paralelos, con el flujo de agua por el interior de los tubos, en contracorriente con el flujo de gases calientes.

La distancia entre tubos debe ser la más pequeña posible para facilitar:

- La transferencia de calor
- Limpieza exterior del banco de tubos

Generalmente no se genera vapor en los tubos del economizador por las altas presiones que se manejan en las calderas Acuotubulares, a diferencia de las pirotubulares (baja presión, baja temperatura de saturación) en las que no se recomienda colocarle estos dispositivos ya que se produciría vapor y generar problemas en el metal de banco [5].



**Fig. 5. Economizador**  
Fuente: Operación de Calderas Industriales

## 2.6 Chimenea

Es un conducto vertical cuya función en la caldera es de transportar los gases producto de la combustión fuera de la caldera.

En las primeras calderas fabricadas los gases salían al exterior por simple efecto chimenea (diferencia de presión), pero a medida que estos equipos fueron siendo mas complejos (economizadores, sobrecalentadores, etc.) se tubo la necesidad de usar equipos auxiliares (ventiladores) para evacuar con mayor rapidez los gases de la combustión [3].

### 3. FALLAS MÁS COMUNES PRESENTADAS EN UNA CALDERA

En la tabla 1, se aprecian los porcentajes de algunas fallas y causas de estas, ocurridas tanto en las calderas pirotubulares como en las acuotubulares.

	CAUSAS	FALLAS	PIROTUBULARES (%)	ACUOTUBULARES (%)
Corrosión interna en tubos		X	1.0	6.5
Corrosión externa en tubos		X	3.0	3.5
Limpieza inadecuada	X		5.1	7.0
Materiales defectuosos	X		0.4	1.8
Fabricación defectuosa	X		0.6	4.5
Falta de normas de mantenimiento	X		21.0	23.0
Mala ejecución del mantenimiento	X		28.0	30.0
Mala graduación del encendido	X		2.0	4.0
Mal control del nivel de agua	X		7.0	12.0
Inadecuado tratamiento de agua	X		26.5	7.0
Expansiones y contracciones	X		0.4	0.6
Fallas en obras civiles	X		5.0	0.1

Tabla 1 Causas de fallas y fallas más comunes presentadas en las calderas

Fuente: Fallas y Riesgos en la operación de Calderas - Ing. Fanny V. Verano

Probabilidades de fallas de los elementos de las calderas (ver tabla 2)

ELEMENTOS DE LA CALDERA	PIROTUBULARES (%)	ACUATUBULARES (%)
Refractarios del hogar	6.2	0.3
Refractarios del quemador	12.3	9.0
Refractarios del cuerpo	3.0	6.0
Cuerpo de la caldera	4.0	1.6
Tubería de fuego	66.4	---
Tuberio de agua	---	22.0
Pared de tubos de agua	---	6.0
Domo superior	---	0.5
Domo inferior	---	5.0
Sobrecalentador	---	14.7
Chimenea	0.2	5.0
Otros	6.4	1.9

Tabla 2 Probabilidades de fallas en cada una de las partes de una caldera.  
Tomado de: Fallas y Riesgos en la operación de Calderas - Ing. Fanny V. Verano

### 3.1 Fallas y causas de fallas producidas en el refractario

#### 3.1.1. Escorificación

La escorificación es una reacción química destructiva entre algún material en el horno y el refractario, formando un nuevo material de menor temperatura de fusión que el refractario y resultando en la formación de líquido a la temperatura de operación.

#### 3.1.2. Spalling

Es el agrietamiento del refractario lo que a menudo resulta en pérdida de trozos del material

##### *Tipos de Spalling*

- *Térmico*: Causado por calentamiento y enfriamiento rápido
- *Estructural*: Es precedido por algún tipo de cambio en la estructura del refractario, formando un material de diferente coeficiente de expansión.

- *Mecánico*: Ocurre cuando el refractario es sometido a fuerzas mecánicas superiores a las que puede soportar

### **3.1.3. Deformación bajo carga en caliente**

Es la deformación plástica causada por una carga mayor a la resistencia del refractario a la temperatura de operación del horno.

### **3.1.4. Destrucción mecánica**

La destrucción mecánica es la abrasión o erosión de la superficie del refractario por el movimiento de sólidos, líquidos, gases o el colapso del revestimiento por vibraciones o sacudidas violentas.

*Tipos de destrucción mecánica:*

- *Abrasión o erosión y vibraciones o sacudidas:*

*Abrasión*: Desgaste de la superficie del refractario por la acción de sólidos en movimiento

*Erosión*: Desgaste de la superficie del refractario por la acción de líquidos en movimiento

### **3.1.5. Atmósfera del horno**

La atmósfera del horno contiene impurezas que pueden causar destrucción del refractario

*Tipos de factores destructivos mayormente encontrados*

1. Atmósfera reductora (poco oxígeno)
2. Atmósfera oxidante (abundante oxígeno)
3. Hidratación: Es la reacción química entre el óxido de calcio libre o la magnesia y agua, dando como resultado incremento de volumen, agrietamiento y pérdida de resistencia mecánica.
4. Vapores alcalinos: Destruyen el refractario por reacciones químicas
5. Cloro o ácido clorhídrico
6. Flúor o ácido fluorhídrico
7. Dióxido de azufre o trióxido de azufre

### 3.1.6. Temperatura

La temperatura es tomada como una medida de cuan caliente está el refractario en el horno. La temperatura en si, es un factor destructivo poco común, la importancia que tiene es el aumento en la severidad de los otros factores destructivos [6].

### 3.2 Falla por sobrecalentamiento

Esta es la falla mas común producida en las calderas, y se produce porque los tubos son expuestos a temperaturas superiores a las de diseño, por tanto se producen cambios estructurales en el material tanto así que lo debilitan y se producen comportamientos que conducen directamente a la falla.

Dependiendo de las temperaturas alcanzadas se dividen las causas de las fallas por sobrecalentamientos en dos clases.

#### **- Algunas Causas:**

*Contacto directo del tubo con la llama*

*Flujo deficiente de agua y/o vapor por el tubo*

*Obstrucción del tubo, por depósitos*

#### 3.2.1 Fractura de labio grueso

Esta falla es producida por calentamientos prolongados a temperaturas por encima de la de trabajo. Cuando esta falla ocurre no se evidencia adelgazamiento en el sitio de la fractura, y la deformación plástica es mínima (ver figura 6).

La fractura de labio grueso se caracteriza por que se presenta alta oxidación en la parte de la falla [2].

***Las causas de las altas temperaturas se pueden presentar por las siguientes situaciones:***

- Llama directa sobre los tubos
- La disminución del flujo de vapor, origina menor transferencia de calor y por tanto sobrecalentamiento.
- Formación de depósitos en las paredes de los tubos.



**Fig. 6. Fractura de labio grueso**  
Tomada de: Combustión, Energía & ambiente, C.A

### **3.2.2 Fractura de labio delgado**

Esta falla se presenta cuando las temperaturas son superiores a  $650^{\circ}\text{C}$ . , cuando ocurre esto, se producen deformación y ensanchamiento del tubo, como resultado de la presión y la temperatura, la cual disminuye los esfuerzos de fluencia, hasta producirse una explosión y esto trae consigo el aspecto de “Fractura de cobra”, con bordes delgados (ver figura 7) [2].



**Fig.7 Fractura de labio delgado**

Fuente: Combustión, Energía & ambiente, C.A

### **3.3 Creep**

Formación de grietas y micro cavidades en los tubos del sobrecalentador y los del hogar que posteriormente causan descohesión intergranular (ver figura 8). Se produce por sobrecalentamiento continuo a temperaturas superiores a  $600^{\circ}\text{C}$ , y esto a su vez es producido por problemas de circulación del agua o incidencia directa hacia el fuego

La causa, es por sobrecalentamientos continuos. Esto se produce por depósitos o incrustaciones en el tubo [7].

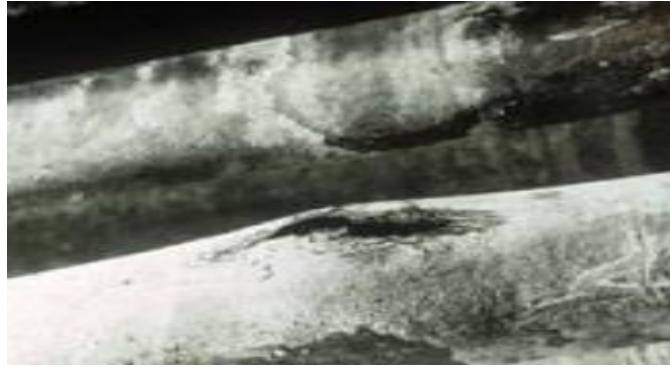


Fig. 8 Falla por creep

Fuente:

[http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches\\_Modos\\_de\\_Falla/Afiche\\_Falla\\_Tubos\\_Calderas\\_E\\_Espejo\\_Sept\\_2011\\_500x700.pdf](http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches_Modos_de_Falla/Afiche_Falla_Tubos_Calderas_E_Espejo_Sept_2011_500x700.pdf) [8]

### 3.4 Pitting

“Corrosión pitting, o pitting, es una forma de corrosión sumamente localizada que lleva a la creación de agujeros pequeños en el metal (ver figura 9). El poder dañino por corrosión pitting es la falta de oxígeno alrededor de un área pequeña. Esta área se vuelve anódica mientras el área con exceso de oxígeno se pone catódica y lleva a corrosión galvánica muy localizada. La corrosión penetra la masa del metal, con difusión limitada de iones, como consecuencia de esto, la falta de oxígeno se continúa pronunciando por el material. [9]

#### Algunas Causas:

- Tratamiento deficiente del agua de alimentación de la caldera que la deja con alto contenido de oxígeno.
- Depósitos agrietados que atrapan fluido y favorecen su ataque
- Procedimientos deficientes en las paradas, que permiten el ingreso de aire a las tuberías. [8]



Fig. 9. Falla por pitting

Tomado de: <http://www.fygtechnologies.com.ar/serviceRFTNFT.html> [10]



### 3.5 Erosión

Esta falla consiste en el desgaste de las paredes de los tubos por el impacto constante de partículas sólidas, humedad en el vapor o por cavitación (véase figura 10). Las partículas sólidas son las cenizas producidas en la combustión, las cuales son arrojadas a altas velocidades.

El vapor húmedo a altas velocidades erosiona el metal por los lados de las aguas, esto se da generalmente en los lugares que el flujo cambia de dirección como en los codos, té, yes. Este problema se presenta en la partes de baja temperatura por la aparición de humedad.

La cavitación se produce por los cambios de presión y temperatura, esto produce burbujas de aire que después implotan produciendo ondas mecánicas de alta energía, las cuales colisionan con el metal.

#### Algunas causas:

- Excesiva generación de cenizas
- Contaminación del combustible, por sólidos en suspensión.
- Molienda deficiente de combustibles sólidos



**Fig. 10 - Falla por erosión**  
Tomada de:

[http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches\\_Modos\\_de\\_Falla/Afiche\\_Falla\\_Tubos\\_Calderas\\_E\\_Espejo\\_Sept\\_2011\\_500x700.pdf](http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches_Modos_de_Falla/Afiche_Falla_Tubos_Calderas_E_Espejo_Sept_2011_500x700.pdf) [8]

### 3.6 Corrosión

La corrosión en los tubos de las calderas se produce tanto en el lado del agua como en el lado de fuego.

En el lado del agua el mayor problema lo causa el oxígeno disuelto en el líquido, el cual ataca con facilidad los aceros de bajo carbono; el oxígeno puede entrar al circuito en zonas de baja presión o en los procesos de mantenimiento donde los tubos se le extrae el agua y quedan rodeados de aire.

En el lado del fuego es producida por la composición del combustible. En el proceso de la combustión se producen gases, líquidos y sólidos los cuales pueden ser altamente corrosivos a temperatura de trabajo.

#### Causas de la corrosión por el lado de las aguas (ver figura 11):

- Deficiencias en problemas de arranque
- Problemas en el control del agua
- Contacto directo del tubo con la llama, con cenizas o combustibles incandescente



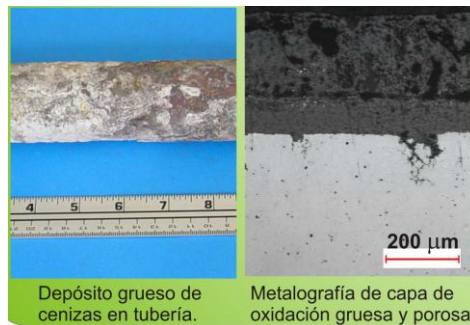
Fig. 11 Falla por corrosión por el lado de las aguas

Fuente:

[http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches\\_Modos\\_de\\_Falla/Afiche\\_Falla\\_Tubos\\_Calderas\\_E\\_Espejo\\_Sept\\_2011\\_500x700.pdf](http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches_Modos_de_Falla/Afiche_Falla_Tubos_Calderas_E_Espejo_Sept_2011_500x700.pdf)[8]

**- Causas por corrosión por el lado del fuego (ver figura 12)**

- Capas muy gruesas de cenizas
- Exceso de oxígeno en la relación aire – combustible [2]



**Fig. 12 Fallas en el lado del fuego**

Tomada de:

[http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches\\_Modos\\_de\\_Falla/Afiche\\_Falla\\_Tubos\\_Calderas\\_E\\_Espejo\\_Sept\\_2011\\_500x700.pdf](http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches_Modos_de_Falla/Afiche_Falla_Tubos_Calderas_E_Espejo_Sept_2011_500x700.pdf) [8]

**- Método de eliminación del oxígeno al agua de la entrada de la caldera**

Para la remoción del oxígeno contenido en el agua de alimentación se requiere un deareador, en donde tanto el agua de retorno como la de repuesto son mezcladas, calentadas y agitadas mediante inyección de vapor vivo. Con esto se separa el oxígeno y otros gases no condensables del agua, los cuales salen por el tubo de venteo junto con una pequeña cantidad de vapor.

**- Deareadores**

Son equipos cuya función es eliminar los gases disueltos en el agua de alimentación de la caldera. Son muy eficientes y pueden reducir el contenido de oxígeno hasta niveles de trazas, más o menos 0.005ppm.

**- Remoción del oxígeno por método químico**

Los deareadores reducen el contenido de oxígeno en el agua de alimentación hasta fracciones de ppm, sin embargo, para una eliminación completa se requiere un tratamiento químico adicional. Uno de los métodos más comunes, utiliza sulfito de sodio como catalizador, que reacciona con el oxígeno, produciendo sulfato de sodio, el cual no provoca corrosión [11].

### 3.7 Fatiga

La fatiga es la falla de un material por los cambios cíclicos de las cargas o temperaturas, en las calderas se tienen esfuerzos variables, los cuales se pueden generar por vibraciones, flujos turbulentos, y especialmente los de origen térmico como son los ciclos de calentamiento y enfriamiento cuando se inicia o se apaga la unidad, o con mas frecuencia cuando el equipo se somete a variaciones de carga.

Para disminuir la falla por fatiga térmica los ciclos térmicos se pueden menguar mediante el diseño, dotando el sistema de flexibilidad para que asimile los esfuerzos en forma elástica; y así poder salir bien librado el material de estos cambios de carga [2].

#### Causas de falla por fatiga (ver figura 13)

- Ciclos de presión por fuerzas producidas por malos parámetros de diseño.
- Errores de diseño que generan vibración
- Esfuerzos residuales por fabricación o soldadura altos.



Fig. 13 Falla por fatiga

Fuente:

[http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches\\_Modos\\_de\\_Falla/Afiche\\_Falla\\_Tubos\\_Calderas\\_E\\_Espejo\\_Sept\\_2011\\_500x700.pdf](http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches_Modos_de_Falla/Afiche_Falla_Tubos_Calderas_E_Espejo_Sept_2011_500x700.pdf) [8]

#### **4. Mantenimiento Predictivo**

Este método surgió desde los años 80, está basado en el uso de tecnologías para detectar tempranamente las fallas que pueden llegar a ocurrir, lo que permite actuar y corregir antes de que el defecto pase a ser falla.

EL mantenimiento predictivo se encuentra relacionado con cierta cantidad de técnicas filosóficas, métodos, equipos, conocimientos, herramientas, procedimientos; los cuales aplicados conjuntamente logran con garantía su objetivo.

¿Qué es mantenimiento predictivo?

El mantenimiento predictivo se basa fundamentalmente en detectar una falla antes de que ocurra, para poder corregirla sin afectar más al equipo o sin detener la producción. Estos controles pueden llevarse a cabo de forma periódica o continua, dependiendo la criticidad del equipo. Además los resultados de dichos controles se registran en formatos como lo indica el anexo A.

Para esto, se utilizan varios instrumentos de diagnóstico, dispositivos y pruebas no destructivas, como análisis de lubricantes, medición de temperatura, etc.

#### **Ventajas del mantenimiento predictivo**

- Reduce los tiempos de parada
- Permite seguir la evolución de un defecto en el tiempo
- Toma de decisiones sobre la parada de una línea de máquinas en momentos críticos.
- Proviene la aparición de falla futuras a causa de un defecto
- Permite el conocimiento del historial de actuaciones para ser utilizada por el mantenimiento correctivo.
- Reduce los costos en la empresa.

---

#### **Desventajas**

- El costo inicial es sumamente alto, ya que se requiere de diversos equipos (Analizadores de vibración, cámaras termográficas, analizador de aceite, etc.) y de mucha tecnología para aplicar este procedimiento.

- Se necesita de personal altamente calificado para la operación de los equipos de medición y también trabajadores para que hagan la respectiva recolección de datos cada vez que se necesite [12].

El mantenimiento predictivo tiene una ventaja indudable frente al mantenimiento preventivo y es que en la mayoría de las ocasiones no se necesita realizar desmontajes muy grandes, y por lo general no hay que detener la máquina a la cual se le va a realizar este procedimiento. Si tras la inspección el técnico aprecia algo irregular se programa una intervención. Además de prever fallos catastróficos el mantenimiento predictivo permite la compra de repuestos cuando estos se necesitan, eliminando los stock (Capital inmovilizado).

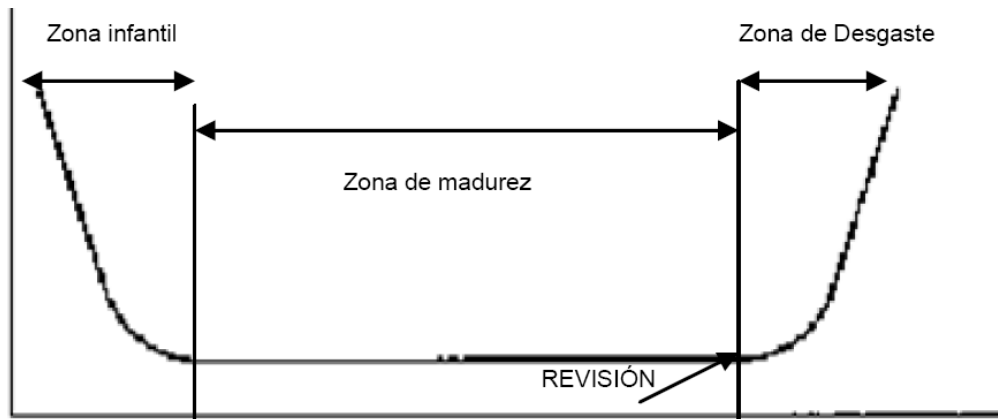
Por lo general las técnicas de mantenimiento empleadas son las siguientes:

- Análisis de Vibraciones
- Boroscopias
- Termografías
- Control de espesores en equipos estáticos (Ultrasonidos o Corrientes de Edison)
- Inspecciones Visuales
- Lectura de indicadores

#### **4.2 Curva de la bañera en el mantenimiento predictivo**

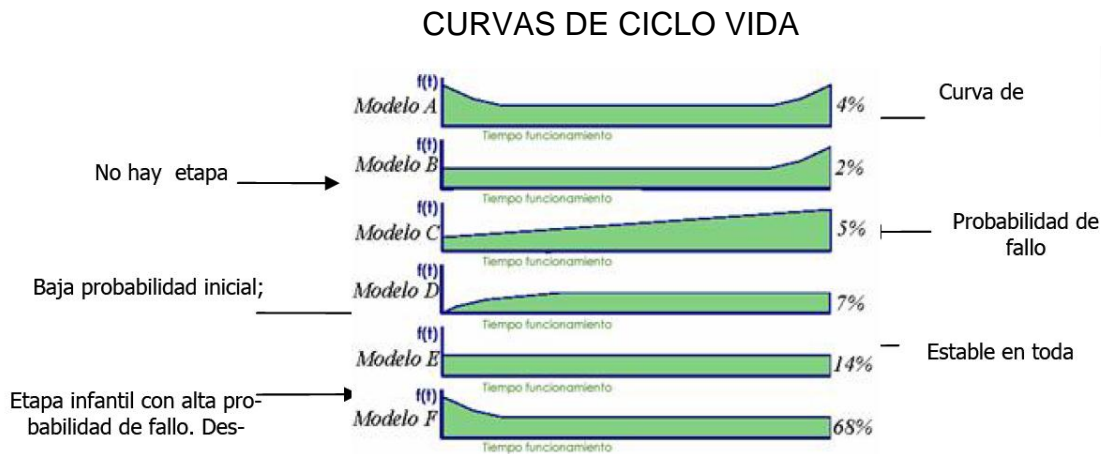
Una de las razones por la cual el mantenimiento predictivo ha tenido un gran desarrollo en los últimos tiempos se debe al error cometido tradicionalmente por los ingenieros de mantenimiento para estimar la realización de tareas de mantenimiento de carácter preventivo: esto se debe a las *curvas de bañera*, descrita en la figura 14, la cual representa la probabilidad de fallo frente al tiempo de uso de la máquina, y que se suponían ciertas y lógicas, pero estas no coinciden con la mayoría de los elementos de una máquina. Estas curvas suponen que el equipo después de un tiempo llega a una etapa en la cual la probabilidad de falla es bastante alta, por tanto en este periodo se prestaba más atención al equipo y se realizaban diversos procedimientos para menguar la posibilidad de falla [13].

## CURVA DE LA BAÑERA



**Fig. 14 Curva de la bañera**  
Tomada de: Mantenimiento predictivo – Santiago García Garrido 2009

Después de estudiar el comportamiento de los equipos en una planta industrial la estadística demostró que el ciclo de vida de la mayoría de los equipos no corresponde únicamente con la curva de la bañera, sino que se diferencian en 6 clases de curvas, las cuales se muestran a continuación (ver figura 15):



**Fig. 15 Curvas de ciclo de vida**  
Tomada de: Mantenimiento predictivo – Santiago García Garrido 2009

Como se observa en las curvas, el comportamiento de los equipos más obtenidos fue el modelo (E) y (F), por tanto la probabilidad de falla permanece constante y se torna difícil establecer los momentos en los cuales realizar una intervención al equipo. De acuerdo a lo anterior el mantenimiento predictivo a tenido gran desarrollo a diferencia del preventivo, ya que en este último se realizan intervenciones al equipo y nuevamente se inicia la etapa inicial (infantil), es decir aumenta la probabilidad de falla [13].

### 4.3 Objetivos principales al momento de realizar seguimiento a variables físicas en el mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo está fundamentado principalmente en el seguimiento de variables físicas relacionadas con el estado de la máquina, este seguimiento tiene los siguientes objetivos:

*Vigilancia.* Con esta variable se busca conocer la existencia de un problema, distinguir entre la condición buena o mala de la máquina para trabajar.

*Protección.* Esta variable tiene como objetivo evitar fallas catastróficas, no dejando pasar del límite los valores de condición de operación del equipo.

*Diagnóstico de fallos.* Su finalidad es identificar si existe un fallo eminente en el equipo.

*Pronóstico.* Tiene como objetivo dar un tiempo aproximado para que el equipo pueda operar sin fallas catastróficas.

### 4.4 Justificación económica del mantenimiento predictivo

La consideración de los siguientes factores ayudan a justificar si económicamente el mantenimiento predictivo es viable.

#### **-Valor de compra del equipo.**

Este factor medirá cuan representativo es el porcentaje que resulta del coste de uso de la herramienta a utilizar para la medición, respecto al valor de la máquina.

$$\text{Valor} = \frac{\text{Valor de la herramienta}}{\text{Valor de la maquina}} \times 100$$



### **- Averías Históricas**

Es bueno tener un histórico de mantenimiento de un equipo, ya que nos permite comparar los diferentes datos sobre averías que se han presentado anteriormente en la máquina. Además se entiende que ese coste de fallas presentadas, se pretenderá reducir con las técnicas predictivas.

### **- Valor de una avería/urgencia**

Este tipo de herramienta da a conocer cuando se necesitara una intervención del equipo de mantenimiento, esto permite:

- Suprimir o reducir los costos del Stock de recambios
- Gestionar con suficiente tiempo la compra de recambios (plazos de entre, precios. etc.)

### **- Valor de un paro productivo**

Factor muy importante para justificar el uso de una herramienta predictiva.

## **4.5 Calidad de los equipos cuando se ofrecen servicios de mantenimiento predictivo**

Como se ha mencionado en repetidas veces anteriormente, para emplear servicios de mantenimiento predictivo son necesarios los altos costos, ya que los conocimientos son muy especializados y la tecnología usada para este procedimiento es muy costosa.

Las empresas para ofrecer servicios de mantenimiento predictivo deben contar con lo siguiente:

- Tener herramientas con tecnología actualizada, la cual debe reponerse en plazos inferiores a dos años, ya que en ese tiempo el avance de la tecnología es tal, que hace que una empresa que se haya quedado atrás en tecnología, tengo medios obsoletos.

- Tener conocimientos claros en la herramienta y de sus posibilidades, esto evita que una empresa la cual no tenga conocimiento de servicios de mantenimiento es mejor que esta no o haga.

## 4.6 Técnicas para realizar el mantenimiento predictivo

### 4.6.1 Análisis de vibraciones

Esta técnica de mantenimiento está basada en la detección de fallas principalmente en equipos rotativos, por medio de los niveles de vibración. Al final de la toma de datos se obtiene un espectro de vibraciones con el cual se hacen los diferentes análisis para determinar el estado de la máquina.

Para realizar el análisis de vibraciones se necesitan conocer datos de la máquina tales como velocidad de giro, tipo de cojinetes, etc. y conocer los puntos donde se toman estas medidas.

#### 4.6.1.1 Técnicas de análisis de vibraciones

- Medición de la amplitud de la vibración

Esta técnica da un valor general de la velocidad de la vibración, cuando esta sobrepasa un límite preestablecido la máquina debe de ser revisada. Únicamente informa que hay un problema en el equipo, sin la ubicación de la raíz de la falla.

- Análisis del espectro de vibración

Se descompone la vibración según su frecuencia. Analizando los niveles de vibración se pueden determinar las causas de la falla.

Para realizar este análisis se necesitan de estos elementos:

1. Computador PC (Almacena las señales)
2. Tarjeta de adquisición de datos (Interface)
3. Sensor (capta la vibración del equipo)
4. Software de análisis (realiza la descomposición de las señales e ilustra la representación grafica (ver figura 16)



Fig.16 Analizador de vibraciones  
Tomada de: Mantenimiento Predictivo – Santiago García Garrido 2009

#### 4.6.1.2 Parámetros de las vibraciones

**Frecuencia:** Tiempo requerido para realizar un ciclo vibratorio, la unidad usada normalmente para medirla son los CPM (ciclos por minuto) o Hz (Hercios)

**Desplazamiento:** Es la distancia a la cual hace referencia al elemento vibrante, desde un extremo al de su movimiento. Es una cantidad vectorial que describe el cambio de posición de una partícula con respecto a un sistema de referencia.

**Aceleración:** Variable que especifica el aumento de velocidad respecto a la unidad de tiempo.

**Dirección:** Las vibraciones se pueden producir lineales o rotacionales

#### 4.6.2 Termografía

La técnica de termografía en mantenimiento predictivo se basa en que todo equipo que emite energía desde su superficie (ver figura 17). Esta energía se emite en forma de ondas electromagnéticas que se transportan a la velocidad de la luz a través de cualquier medio. La termografía es una forma de producir una imagen a partir de la radiación infrarroja invisible para el ojo humano, emitida por los diferentes objetos dependiendo de su temperatura superficial.

La energía emitida está relacionada directamente con la temperatura del objeto, cuanto mas caliente se encuentre este, mayor cantidad de energía emitirá, y tendrá menor longitud de onda mayor que la correspondiente al color rojo; la cual es la mayor y que puede captar el ojo humano.

Cámara termográfica



Fig. 17 Cámara termográfica

Tomada de: [www.to-book.com/termografia/768-camara-termografica-tis-de-fluke-flk-tis-9-hz.html](http://www.to-book.com/termografia/768-camara-termografica-tis-de-fluke-flk-tis-9-hz.html) [14]

La técnica de la termografía tiene como ventaja, que puede detectar sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de temperatura. Por lo general, un fallo electromecánico antes de producirse se manifiesta generando calor.

La termografía fue descubierta por Sir Frederick Herschel, oriundo de Alemania, el cual se interesó en verificar la cantidad de calor que transitaba por filtros de diferentes colores al ser observados al sol. Este pudo observar que el nivel de calor que dejaban pasar los filtros dependía del color de estos. Mas adelante hizo pasar la luz del sol por un prisma y con esto obtuvo un espectro (arco iris), llevando un control de la temperatura en los diferentes colores del espectro encontró que más allá del rojo, fuera de la radiación visible, la temperatura es mayor que las que se encuentran en el espectro visible.

#### **4.6.2.1 Principales características de una cámara termográfica**

Las siguientes son características que se tienen en cuenta a la hora de comprar una cámara termográfica.

- Resolución, o número de puntos de medida (pixel)
- Tamaño de la pantalla
- Rango de temperaturas que es capaz de medir
- Capacidad de diferenciación de cada incremento de temperatura
- Distancia hasta la que es capaz de medir sobre un equipo.
- Duración de la batería
- Software que acompaña a la cámara
- Capacidad de almacenamiento y tipo de soporte en que lo almacena
- Posibilidad de obtención de imágenes simultaneas

#### 4.6.2.2 Aplicaciones de la termografía

La termografía puede tener aplicaciones prácticamente en cualquier área, siempre y cuando tengo que ver con diferencia de temperatura.

Las aplicaciones más usuales son:

- Inspección de subestaciones eléctricas
- Inspección de líneas de alta tensión
- Localización de fallas internas laminares en el núcleo del estator del alternador
- Revisión de estado de los equipos de excitación del alternador
- Inspección de motores eléctricos en el sistema de refrigeración, alimentación de caldera y sistema de compresión de gas (rodamientos)
- Inspección de aislamiento del cuerpo de la caldera (ver anexo B)
- Revisión de intercambiadores de calor
- Inspección de trampas de vapor, fugas de gas etc. [13].

#### Ejemplos de termografía

Inspección termográfica a caldera 104 de la empresa Abocol (ver figuras 18 y 19)

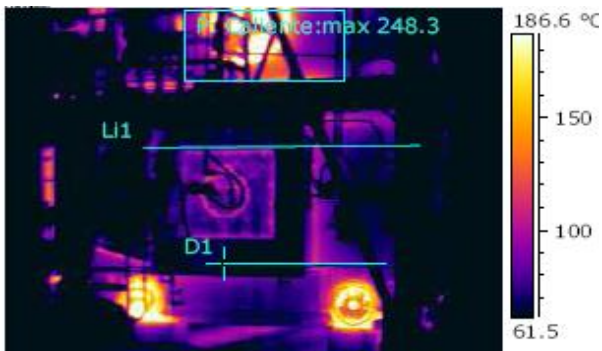


Fig. 18 Inspección termográfica de Abocol



Fig.19 Caldera 104 de Abocol

#### Análisis de puntos

Temperatura de referencia: 59.0°C

Temperatura Máxima: 248.3 °C

#### Observaciones:

En el análisis termográfico hecho anteriormente muestra tres puntos con la temperatura excesivamente mas elevada que la de referencia, de los cuales dos son los quemadores y el superior demarcado por el cuadro en la figura muestra un

punto con una temperatura elevada, lo cual indica que hay que realizar una intervención, para revisar el motivo de esta elevada temperatura.

## Ejemplo # 2

Inspección termográfica a caldera 103 de la empresa Abocol (ver figuras 20 y 21)



Fig. 20 Inspección termográfica en Abocol



Fig. 21 Caldera 103 de Abocol

## Observaciones:

En el análisis termográfico hecho a una de las calderas de la empresa Abocol, no se observa ningún punto con temperatura excesivamente superior a la temperatura de referencia, de la sección a la cual se le realiza la inspección.

## 4.6.3 Inspecciones boroscópicas

Esta técnica consiste en inspecciones visuales en sitios inaccesibles para el ojo humano con la ayuda de un equipo óptico, boroscopio (ver figura 22).



Fig. 22 Boroscopio

Fuente: [http://www.equiposylaboratorio.com/sitio/contenidos\\_mo.php?it=3336](http://www.equiposylaboratorio.com/sitio/contenidos_mo.php?it=3336) [15]

El boroscopio es un dispositivo largo y delgado en forma de una manguera, la cual en el interior tiene un sistema telescópico con diversas lentes, que aportan gran definición a la imagen.

La imagen final puede observarse en el display principal del equipo, en una pantalla o ser registrada en un videonavegador para un análisis posterior.

El boroscopio es indispensable para realizar trabajos de inspección en las partes internas de determinados equipos sin realizar grandes desmontajes. Este se utiliza en partes internas de motores térmicos, turbinas a gas y de vapor, y para analizar determinadas partes de calderas, como haces tubulares o domos.

#### **4.6.4 Inspección por ultrasonido**

Esta técnica estudia las ondas sonoras de alta frecuencia producidas por algunos equipos e instalaciones, las cuales no son audibles para el oído humano (ver figura 23). Esta técnica también permite la detección de otras cosas:

- Detección de fricción en máquinas rotativas
- Detección de fugas de fluidos y fallas en válvulas
- Detección de pérdidas de vacío



**Fig. 23 Analizador de ultrasonido**

Fuente: <http://www.cicloscombinados.com/tecnicaspredictivas.html> [16]

Esta tecnología tiene como principio que prácticamente todas las fricciones mecánicas, fugas de presión o vacío producen ultrasonido en frecuencias alrededor de los 40.000 Hertz, al ser estas ondas de corta longitud, el ruido ambiental interfiere en la medición por mas intenso que sea.

##### **4.6.4.1 Características más relevantes del medidor de ultrasonidos**

A la hora de seleccionar uno de estos equipos se deben tener en cuenta las siguientes características:

- Capacidad para variar la frecuencia de captación
- Accesorios necesarios para poder realizar las respectivas mediciones
- Una buena pantalla del dispositivo, que indique los dB del sonido captado
- Un software capaz de registrar los datos y realizar informes.

#### 4.6.5 Análisis de gases de escape

Esta técnica utiliza un instrumento llamado analizador de gases de escape (ver figura 24), el cual sirve para determinar la composición de los gases de escape a la salida de una caldera o un motor de combustión interna.



Fig. 24 Analizador de gases de escape  
Fuente: Mantenimiento Predictivo – Santiago García Garrido 2009

Este dispositivo cuenta con un sensor, el cual lleva información sobre uno o diversos componentes que se pueden encontrar en los gases de escape, este dispositivo muestra la concentración de cada uno de los elementos en una pantalla.

Los componentes de los gases que normalmente se les mide la concentración son los siguientes:

CH<sub>4</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO, NO, NO<sub>2</sub>, NO<sub>3</sub>, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub>, entre otros, junto con la temperatura y las partículas sólidas contenidas en los gases de escape.

##### 4.6.5.1 Utilidad del control de los gases de escape

Las principales razones por las cuales se realiza el análisis de los gases de escape son las siguientes:

Velar porque el equipo a analizar que cumpla con las condiciones ambientales que le exijan a la empresa.

Asegurar el buen funcionamiento del equipo (Caldera, motor, etc.).



Esta última demostrará la calidad del combustible, el estado del motor y el correcto ajuste de determinados parámetros, como la regulación de la mezcla de admisión, relación de compresión y la eficiencia de la combustión.

La tabla 3 ilustra las fallas dependiendo del elemento encontrado en los gases de escape (13).

### Fallas en equipos de la combustión externa, dependiendo de la composición en los gases de escape

<i>Parámetro anormal detectado</i>	<i>Causa principal</i>	<i>Otras causas</i>
CO <sub>2</sub>	Proporción de combustible mayor que la estequiométrica (mezcla rica)	Alta concentración de CO <sub>2</sub> en el combustible
H <sub>2</sub> O	El agua de refrigeración está pasando a la cámara de combustión	Alta concentración de agua en el combustible Alto contenido de H <sub>2</sub> en el combustible
N <sub>2</sub>	Mezcla demasiado pobre	Alta concentración en el combustible
NO, NO <sub>2</sub>	Temperatura en cámaras de combustión y/o quemadores muy alta	
CH <sub>4</sub>	Mezcla rica Mezcla muy pobre	Combustión incompleta por fallos en el encendido
CO	Mezcla rica	Combustión incompleta por fallos en el encendido
SO <sub>2</sub> , SO <sub>3</sub>	Combustible con alto contenido en azufre (muy poco habitual)	
O <sub>2</sub>	Combustión realizada con aire en exceso (mezcla muy pobre)	
Temperatura de gases alta	Relación de compresión muy alta. Posibles detonaciones en el motor	Composición del gas natural rico en compuestos con más de dos átomos de carbono (C <sub>2</sub> y C <sub>2</sub> +) )
Temperatura de gases baja	Mezcla pobre. Combustión incompleta. Pérdida de potencia	

Tabla 3 fallas en los equipos de combustión externa, dependiendo de la composición de los gases de escape  
Tomado de: Mantenimiento Predictivo – Santiago García Garrido 2009

### Ejemplos de análisis de gases

En las tablas 4 y 5 se aprecian algunos análisis de gases que se le han hecho a las calderas de la empresa Abocol S.A., con los cuales se realizaran comparaciones según las Normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera, resolución 909 del ministerio de ambiente vivienda y desarrollo social, para ver si se están cumpliendo dichas normas.

## Ejemplo # 1

### Análisis de gases a la caldera WHB-350 de Abocol, Marzo 2010

ABOCOL Abonos Colombianos S.A.		SERVICIOS INDUSTRIALES PLANTA NORTE ANÁLISIS DE GASES DE CHIMENEA DE LA CALDERA WHB-350							AAAA	MM	DD
DÍA	HORA	O <sub>2</sub> (%)	CO (ppm)	CO <sub>2</sub> (%)	NO (ppm)	NO <sub>2</sub> (ppm)	NOX (ppm)	Quemador encendido		Carga Turbogas MW	OBSERVACIONES
		Oxigeno	Oxido de Carbono	Dioxido de carbono	Oxido Nitrico	Dioxido de nitrogeno	Oxidos de nitrogeno	SI	NO		
		14 - 17	<50	<4	100 - 160	<3	100 - 160				
1	17:00	15.5	31	3.0	92	0	92	x		10.3	
2	19:42	16.4	0	-	82	0	82		x	9.2	
3	18:54	16.4	0	-	85	0	85		x	9.5	
4	20:31	16.8	0	-	76	0	76		x	8.6	
5	20:04	16.9	0	-	70	0	71		x	7.9	
6	22:00	17.0	0	-	74	0	74		x	7.7	
7	19:18	16.0	0	2.8	115	0	115		x	11.0	
8	19:21	15.9	0	2.8	101	0	101		x	11.3	
9	19:20	15.8	0	2.9	109	0	109		x	10.9	
10	19:15	15.6	0	3.0	111	0	111		x	11.3	
11	19:21	15.8	0	2.9	103	0	103		x	11.2	
12	19:20	15.7	0	2.9	106	0	107		x	11.2	
13	19:04	15.7	0	2.9	110	0	110		x	11.5	
14	17:21	15.8	0	2.9	112	0	112		x	11.2	
15	17:44	15.7	0	2.9	119	0	119		x	11.2	
16	16:50	15.8	0	2.9	123	0	124		x	11.3	
17	17:29	15.9	0	2.9	111	0	111		x	10.9	
18	17:30	15.6	0	3.0	116	0	116		x	11.5	
19	21:05	15.7	0	2.9	118	0	119		x	11.4	
20	17:30	15.8	0	2.9	109	0	109		x	11.2	
21	17:00	15.8	0	2.9	105	0	105		x	11.0	
22	22:00	15.6	0	3.0	120	0	120		x	11.3	
23	22:15	15.7	0	2.9	118	0	118		x	11.0	
24	17:15	15.7	0	3.0	121	0	121		x	11.1	
25	17:46	15.7	0	2.9	120	0	120		x	11.0	
26	17:25	15.8	0	2.9	117	0	116		x	11.2	
27	18:00	15.9	0	2.9	111	0	112		x	11.1	
28	17:30	16.3	0	-	87	0	87		x	8.3	
29	19:00	15.7	29	3.1	109	0	109	x		9.4	
30	17:50	15.9	33	2.8	71	0	72	x		9.5	
31	16:00	15.8	31	2.9	81	0	82	x		9.3	

Tabla 4 Análisis de gases a la caldera WHB-350 de Abocol, Marzo 2010  
Tomado de: Análisis de gases de la empresa Abocol S.A.

## Ejemplo # 2

### Análisis de gases a la caldera WHB-350 de Abocol, Abril 2010

ABOCOL Abonos Colombianos S.A.		SERVICIOS INDUSTRIALES PLANTA NORTE ANÁLISIS DE GASES DE CHIMENEA DE LA CALDERA WHB-350							AAAA	MM	DD
DÍA	HORA	O <sub>2</sub> (%)	CO (ppm)	CO <sub>2</sub> (%)	NO (ppm)	NO <sub>2</sub> (ppm)	NOX (ppm)	Quemador encendido		Carga Turbogas MW	OBSERVACIONES
		Oxigeno	Oxido de Carbono	Dioxido de carbono	Oxido Nitrico	Dioxido de nitrogeno	Oxidos de nitrogeno	SI	NO		
		14 - 17	<50	<4	100 - 160	<3	100 - 160				
1	18:30	15.9	32	2.9	78	0	78	x		9.6	
2	18:00	15.8	0	2.9	111	0	112		x	10.7	
3	18:00	15.8	0	2.9	115	0	115		x	10.8	
4	16:30	15.7	0	2.	119	0	119		x	11.2	
5	17:00	15.6	0	3.0	121	0	121		x	11.3	
6	19:00	15.8	0	3.0	121	0	122		x	11.4	
7	21:30	15.7	0	3.0	120	0	120		x	11.4	
8	21:30	16.0	0	3.0	113	0	113		x	11.3	
9	20:30	16.1	0	2.9	115	0	115		x	11.2	
10	21:30	15.7	0	2.9	123	1	124		x	11.4	
11	20:30	15.7	0	3.0	127	0	128		x	11.1	
12	19:30	15.6	0	3.0	121	0	122		x	11.5	
13	19:30	15.7	0	0	106	0	106		x	10.0	
14	19:10	15.6	0	0	96	0	96		x	10.3	
15	20:00	15.6	0	2.9	115	0	116		x	11.4	
16	17:10	15.8	0	3.0	123	0	124		x	11.4	
17	17:30	15.7	0	2.9	121	0	121		x	11.2	
18	17:00	15.6	0	2.9	105	0	105		x	11.0	
19	21:45	15.8	0	2.9	110	0	110		x	11.2	
20	19:30	15.8	0	3.0	116	0	116		x	11.1	
21	19:50	15.9	0	3.0	116	0	116		x	11.3	
22	16:20	15.8	0	3.0	109	0	109		x	11.0	
23	10:55	15.9	0	3.0	111	0	111		x	11.4	
24	20:40	15.6	0	2.8	118	0	119		x	11.1	
25	19:00	15.8	0	2.9	115	0	115		x	11.2	
26	21:45	15.9	0	2.9	125	0	125		x	11.2	
27	19:00	15.9	0	2.9	116	0	119		x	11.4	
28	19:18	15.8	0	3.0	117	0	119		x	11.3	
29	19:00	15.9	0	2.9	122	0	122		x	11.5	
30	19:30	15.8	0	2.9	116	0	116		x	11.2	
31											

Tabla 5 Análisis de gases a la caldera WHB-350 de Abocol, Abril 2010  
Tomado de: Análisis de gases de la empresa Abocol S.A

## - Evaluación de resultados de análisis de gases

Para las inspecciones del mes de Marzo (tabla 4), el promedio de NOx fue de 103 ppm y para el mes de Abril (tabla 5), fue de 115 ppm de NOx.

Según la norma de estándares de emisiones admisibles, descrita en el capítulo 5. Para este tipo de calderas la emisión de **NOx debe ser 300mg/m<sup>3</sup>** aproximadamente.

Conversiones:

$$1ppm = \frac{1mg}{L} * \frac{1000L}{1m^3} = 1000mg/m^3$$

Emisiones del mes de Marzo es igual a: 103 ppm,

Convertimos 103 ppm a mg/m<sup>3</sup>, para realizar la comparación con la norma

$$103ppm * \frac{1000mg}{1m^3} = 103.000mg/m^3$$

Como podemos observar la emisiones de NOx de la empresa Abocol S.A. están muy por encima de lo permitido por los estándares de emisión de contaminantes a la atmósfera, por lo tanto hay que realizar una revisión a la combustión de los quemadores de esta caldera, teniendo en cuenta que estos gases se generan cuando hay elevadas temperaturas en la combustión.

## 5. INDICADORES PARA REALIZAR MANTENIMIENTO (Guía de mantenimiento)

### 5.1 Estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera

- *Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa existentes (hasta el dos mil ocho) a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 11%.*

Para los equipos que usan combustible sólido o líquido, los MP admisibles son de 200 mg/m<sup>3</sup>, SO<sub>2</sub> admisible es de 500 mg/m<sup>3</sup> y NOx 350 mg/m<sup>3</sup>. Para los que usan combustible gaseoso la cantidad admisible de NOx es 350 mg/m<sup>3</sup>.

- *Para las calderas existentes que tengan una producción de vapor superior a 25 toneladas por horas deben cumplir con los siguientes estándares.*

Los equipos que usan combustible sólido las MP, SO<sub>2</sub> y NOx son 100, 2800 y 760 mg/m<sup>3</sup> respectivamente.

Los que usan combustible líquido las MP, SO<sub>2</sub> y NOx son 100, 2000 y 650mg/m<sup>3</sup> respectivamente.

Para los que usas combustible gaseoso los NOX admisibles son 300mg/m<sup>3</sup>.

- *Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa nuevos (del dos mil ocho en adelante) a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 11%.*

Los equipos que usan combustible líquido o sólido los valores admisibles de MP, SO<sub>2</sub> y NOx son 50, 500 y 350 mg/m<sup>3</sup> respectivamente y los que usan combustible gaseoso el nivel admisible de NOx es 350 mg/m<sup>3</sup>

- *Para las calderas nuevas que tengan una producción de vapor superior a 25 toneladas por horas deben cumplir con los siguientes estándares.*

Los equipos que usan combustible sólido tienen emisiones admisibles de MP, SO<sub>2</sub> y NOx de 50, 2000 y 600mg/m<sup>3</sup> respectivamente.

Para los que usan combustible líquido tienen emisiones admisibles de MP, SO<sub>2</sub> y NOx de 50, 2000 y 450mg/m<sup>3</sup> respectivamente. Y los que usan combustible gaseoso tienen admisiones permisibles de 300mg/m<sup>3</sup> de NOx.

- Para centrales térmicas instaladas con capacidad inferior a 20 MW

Los equipos que usan combustible sólido tienen emisiones admisibles de MP, SO<sub>2</sub>, y NO<sub>x</sub> de 100, 2800 y 760 mg/m<sup>3</sup> respectivamente.

Para los equipos que usan combustible líquido tienen emisiones admisibles de MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> de 100, 200 y 650 mg/m<sup>3</sup> respectivamente. Y los que usan combustible gaseoso tienen emisiones admisibles de 300mg/m<sup>3</sup> de NO<sub>x</sub>. [17]

## 5.2 Guía de parámetros y valores recomendados para calidad de agua Para rango de presión entre 0 -1700 kPa, de operación de las calderas (ver tablas 6 y 7)

Las impurezas solubles en el agua originan tres problemas:

- Las sales de calcio y magnesio, y ocasionalmente sílice, forman incrustaciones.
- El sodio causa espuma y estas arrastran impurezas en el vapor.
- Los gases disueltos como el oxígeno, causan corrosión

### Para aguas en calderas pirotubulares

Calderas Pirotubulares	Presion de Operación (Bar)
	0-20.7)
Agua de alimentacion	
O <sub>2</sub> disuelta, antes de secuestrante, ppm	<0.007
Hierro total, ppm	<0.1
Cobre total, ppm	<0.05
Dureza total, CaCO <sub>3</sub> , ppm	<1.0
pH@25 C	8.3 - 10.5
Materia aceitosa, ppm	<1
Agua de calderas	
Sílice, ppm	<150
Alcalinidad tota, ppm	<700

Tabla 6. Parámetros recomendados para la calidad del agua de las calderas pirotubulares  
Fuente: Reglamento técnico para calderas en Colombia 2009

*Para aguas en calderas acuotubulares*

Calderas Acuotubulares	Presiones de las calderas (Bar)							
	0-20.7	20.8-31	31.1-41.4	41.4-51.7	51.8-62.1	62.1-68.9	69.0-103.4	103.5-137.9
Agua de alimentacion								
O2 disuelto, antes de secuestrante, ppm	<0.007	<0.007	<0.007	<0.007	<0.007	<0.007	<0.007	<0.007
Hierro total, ppm	<=0.1	<=0.05	<=0.03	<=0.025	<=0.02	<=0.02	<=0.01	<=0.01
Cobre total, ppm	<=0.05	<=0.025	<=0.02	<=0.02	<=0.015	<=0.01	<=0.01	<=0.01
Dureza total, CaCO3, ppm	<=0.3	<=0.3	<=0.2	<=0.2	<=0.1	<=0.05	ND	ND
pH @ 25 C	8.3-10	8.3-10	8.3-10	8.3-10	8.3-10	8.8-9.6	8.8-9.6	8.8-9.6
Materia aceitosa, ppm	<1	<1	<0.5	<0.5	<0.5	<0.2	<0.2	<0.2
Agua de calderas								
Sílice, ppm	<=150	<=90	<=40	<=30	<=20	<=8	<=2	<=1
Alcalinidad total, ppm	<700	<600	<500	<200	<150	<100	NS	NS
TDS, en el vapor, ppm	1.0-0.2	1.0-0.2	1.0-0.2	0.5-0.1	0.5-0.1	0.5-0.1	0.1	0.1

**Tabla 7 Parámetros recomendados para la calidad del agua de las calderas acuotubulares**

Fuente: Reglamento técnico para calderas en Colombia de 2009

### 5.3 Valores de eficiencias en las calderas (ver tabla 8)

La eficiencia en una caldera se calcula de la siguiente manera:

$$\eta = \frac{\text{Calor del vapor producido}}{\text{Calor de entrada del combustible}}$$

Las calderas de vapor operan normalmente con eficiencias entre 80 y 85%. [3]

**Nota:** Para el cálculo del calor del vapor producido, se necesita la temperatura y la presión del vapor, con esto nos vamos a las tablas de vapor saturado y obtenemos la entalpia (KJ/Kg), este vapor se multiplica por el flujo másico y obtenemos el calor del vapor producido.

Para el cálculo del calor de entrada del combustible, después de obtener el calor calorífico superior del tipo de combustible que estemos usando, lo multiplicamos por el flujo de combustible y con esto obtenemos el calor de entrada del combustible.

*Tabla de eficiencias típicas de calderas*

Type of Boiler	Net efficiency (%)
Packaged, three pass	87
Water-tube boiler with economiser	85
Economic, two pass	78
Lancashire boiler	65
Lancashire boiler with economiser	75

**Tabla 8 Eficiencias de calderas**  
Tomado de: Boiler House – Boiler efficiency and combustión [18]

Podemos observar en la tabla 8 que para las calderas acuotubulares con economizador, las cuales son más usadas la eficiencia se aproxima a los 85%.

Para el caso de las centrales térmicas (ver tabla 9). Se ilustran las eficiencias según la capacidad (KW) y el tipo de combustible que utilizan las calderas en el ciclo.

**Eficiencia típica de calderas tipo paquete con base en el poder calorífico superior**

	Capacidad kW	Eficiencia $\eta$ (%)	Combustible
Calderas tubos de humo	100-200	76	Gas natural o L. P.
	100-200	80	Combustóleo, gasóleo, diésel.
	200-8 000	76	Gas natural o L. P.
	200-8 000	80	Combustóleo, gasóleo, diésel.
Calderas tubos de agua	100-200	74	Gas natural o L. P.
	100-200	78	Combustóleo, gasóleo, diésel.
	200-8 000	76	Gas natural o L. P.
	200-8 000	80	Combustóleo, gasóleo, diésel.

**Tabla 9 Eficiencia típicas de calderas tipo paquete**  
Tomada de: Eficiencia en calderas y combustión – Conae



#### 5.4 Nivel de sólidos disueltos (TDS) recomendados dentro de la caldera (Control de purga)

El objetivo de la purgas es evitar la contaminación del vapor generado, a través del control de los sólidos disueltos que contiene el agua. Si esto no se realizara, al momento de la evaporación la cantidad de sólidos disueltos produciría espuma y esta a su vez causaría arrastre, trayendo como consecuencia la contaminación del vapor del sistema [19].

El caudal de la purga se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Caudal de purga} = \frac{F}{B - F} * S$$

Donde:

F= TDS del agua de alimentación en ppm

B= Nivel de TDS recomendados en la caldera en ppm

S= Flujo de vapor de la caldera en Kg/h [20]

Los niveles de TDS recomendados según la presión de la caldera son ilustrados en la tabla 10.

Calidad recomendada para Calderas				
Caldera de Vapor	Máximo	Máximo	Máximo	
Presion (PSI)	TDS (ppm)	Alcalinidad	Dureza	
menor	300	3500	700	20
301	450	3000	600	0
451	600	2500	500	0
601	750	2000	400	0
751	900	1500	300	0
901	1000	1250	250	0
1001	1500	1000	200	0
1501	2000	750	150	0
2001	3000	150	100	0

Tabla 10. Niveles de sólidos disueltos en el agua recomendados  
Fuente: Calidad de agua para generadores de vapor – Sisteagua [21]

#### 5.5 Guía para conocer el momento en que los tubos de la caldera deben ser químicamente lavados

La tabla 11, sirve como guía para saber en que momento realizar limpieza a los tubos de una caldera. Antes de realizar dicho procedimiento previamente se deben tomar distintas mediciones de los espesores de los tubos. Los formatos en que se

le hace el respectivo seguimiento a estos elementos, se muestran en los anexos C y D.

Presion, PSI (Mpa)	Lado del agua Peso del deposito ( g/ft <sup>2</sup> )*
Menos de 1000 (6.9)	20 a 40
1000 a 2000 (6.9 a 13.8)	12 a 20
Mas de 2000 (13.8)	10 a 12

Tabla 11. Grados de suciedad permisibles para los tubos de las calderas  
Fuente: Steam, its generation and use – Mcdermo Company [22]

Como apreciamos en la tabla 11, para calderas que manejen presiones menores a 1000 PSI corresponden de 20 a 40g/ft<sup>2</sup> depósitos en el tubo, para realizar el respectivo lavado. De igual forma para calderas que operen de 1000 a 2000 PSI y las de mas de 2000 PSI, corresponden sus debidos niveles de depósitos para realizar las limpiezas de los tubos.

También teniendo en cuenta las diferencias de temperatura del exterior del tubo y la temperatura de saturación del agua, se puede determinar si los tubos necesitan ser lavados (véase figura 25).

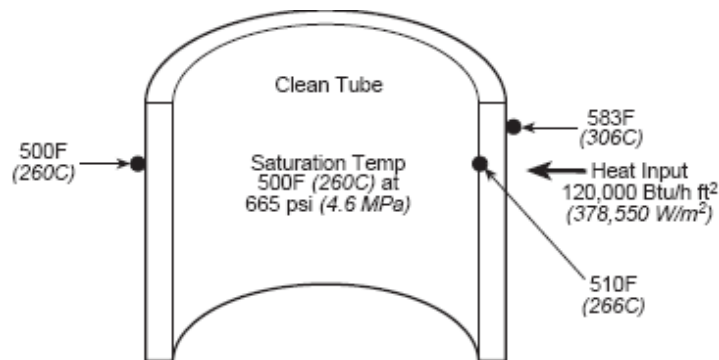


Fig. 25 Diferencia de temperaturas permisibles, en los tubos de las calderas  
Tomada de: Steam, its generation and use – Mcdermo Company

La máxima diferencia de temperatura entre un punto externo del tubo (ver figura 25) (306°C), y la temperatura de saturación del agua a una presión dada (260°C), debe ser de 44 a 56 °C, si esta diferencia es mayor se debe realizar un lavado de los tubos de caldera [22].

**5.6 Temperaturas máximas permisibles de los tubos de la caldera, dependiendo del material de fabricación (ver tabla 12).**

Permissible Metal Temperature Limits for Various Tube Materials

<b>Tube Material</b>	<b>Composition</b>	<b>Maximum Temperature (°C)</b>
Carbon steel	Carbon <0.25%	455–480
Alloy steel	0.5% Mo	510
Alloy steel	1.25% Cr + 0.5% Mo	565–595
Alloy steel	2.25% Cr + 1.0% Mo	575–595
Alloy steel	9% Cr + 1% Mo	595
Stainless steel	18% Cr + 8% Ni	~650

**Tabla 12- Temperaturas máximas permisibles, para los tubos de una caldera, dependiendo del material de fabricación.**

**Fuente: Boiler for power and process – Kumar Rayaprolu [23]**

## 6. INSPECCIONES DE CALDERAS DE LA EMPRESA ABOCOL

**Intervención de caldera NSG – 305 (23-May-12) Acuotubular (ver figura 26)**

**Tipo de intervención, condición o anomalía:**  
Desconcentración de la caldera por rotura de tubo.

**Razón por la que se intervino el equipo (ver figuras 27 y 28):**  
La caldera fue retirada de servicio por rotura de tubos



**Fig. 26 Caldera NSG -305 Abocol  
Tomada en la empresa Abocol S.A**

## Resultado de la intervención o revisión de anomalía:

En inspección realizada a la pared frontal del hogar de la caldera se encontraron las siguientes anomalías en los tubos, el punto de referencia para la identificación de los mismos se realizó de Este a Oeste.

- Tubo número dos (2) presenta dos deformaciones a punto de fallar
- Tubo número once (11) presenta un deformación a punto de fallar.
- Tubo número 20 presenta dos deformaciones con pitting pasante.
- Tubo número 22 presenta diez (10) deformaciones en toda su longitud, tres de las mismas presentan pitting pasante a la vez este tubo ya presentaba dos injerto de reparaciones pasada.
- Tubo número 24 presenta dos deformaciones una con pitting pasante y otra a punto de fallar.
- Del lado de vapor se observa dos tubos en el techo lado Este con deformación y pitting pasante, los mismos se encuentra en una curva y presenta injerto de reparaciones anteriores.

### Falla por pitting en caldera de Abocol S.A.



Fig. 27 Falla por pitting, en caldera de Abocol  
Tomada en Abocol

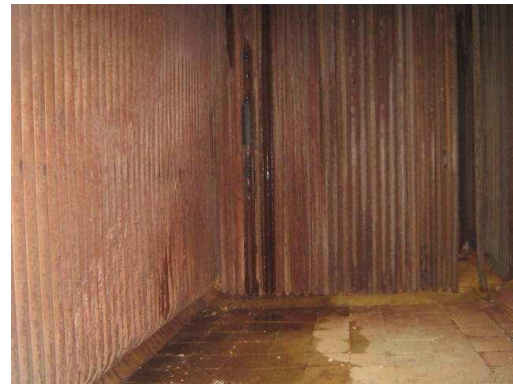


Fig. 28 Falla por pitting, en caldera de Abocol  
Tomada en Abocol

En las figuras anteriores se aprecia la falla que presentaban los tubos de la caldera que se le realizó la inspección, en la figura 27, se encuentra la falla por pitting en el tubo, tomado de cerca y en la figura 28, se encuentra la pared de tubos en la cual se aprecia un sector húmedo, en el cual existe una fuga en uno de los tubos.

### Recomendaciones:

- Cambiar el tubo número 22 por presenta las múltiples deformaciones y pitting pasante.
- Hacer prueba hidrostática 700 psi pos reparación.
- Verificar la relación de aire – combustible en los quemadores, ya que esta es una de las razones más relevantes por la cual se presentó la falla por pitting.

### INTERVENCIÓN A CALDERA PIROTUBULAR (07-MAR-06)

Problemas por la placa de tubos de entrada de gases de combustión (figura 29).

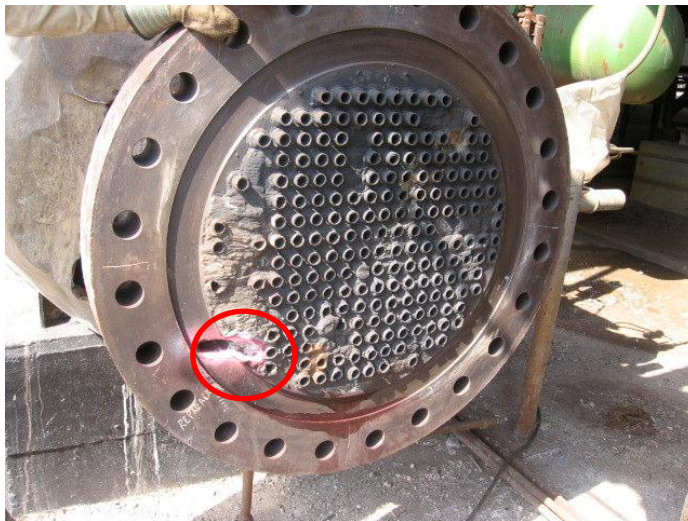


Fig. 29 Daño en la placa de tubos en la entrada de los gases de combustión de una caldera pirotubular  
Tomada de Abocol

### Descripción y solución del problema

En la figura 29, se aprecia la placa de tubos de entrada de gases, de una caldera pirotubular, la cual estaba presentando fuga de gases. Por tanto se procedió a desmontarla, después de un análisis con tintas penetrantes se divisó una grieta, en la cual se procedió a abrir con un electrodo de  $\frac{1}{4}$  "de diámetro hasta una profundidad de 2". Para posteriormente rellenar con soldadura. Con esto se le dio solución al problema.

## INSPECCIÓN VISUAL A UN ECONOMIZADOR EN ABOCOL (Ver figura 30)



Fig. 30 Falla en economizador de una caldera de Abocol  
Tomada de Abocol S.A

### Resultados:

- Se observa fuga de agua que proviene del interior del economizador.
- Se pudo observar que el haz de tubo presentaba un pitting pasante en la parte superior por la soldadura del codo en “U” de la segunda hilera tomando como referencia de arriba hacia abajo.

### Conclusión:

Se presenta fuga por pitting pasante en soldadura de un codo del haz de tubo.

### Recomendaciones:

1. Retirar aislamiento lado Oeste.
2. Abrir ventanilla de inspección en el casing lado Oeste de 16”\*21”
4. Esmerilar soldadura del codo hasta encontrar material sano.
5. Aplicar soldadura ER70s proceso TIG.
6. Hacer prueba hidrostática a 990PSI.
7. Reponer aislamiento desmontado.

## INSPECCIÓN VISUAL INTERNA DE LOS TUBOS DEL HOGAR DE UNA CALDERA (ver figura 31)



Fig. 31 Daño a tubos del hogar de una caldera de Abocol  
Tomada de Abocol

### Resultados:

- Se observan dos codos con deformación y pitting pasantes en la parte inferior de la pared oeste.
- Se observa leves grietas y caída de refractario en juntas de las paredes y Piso del hogar de caldera.

### Conclusión:

Fuga debido a pitting en codos y tubo en el hogar de la caldera los cuales no garantiza integridad a la misma.

### Recomendaciones:

- Cortar área de codos y tubo que presenta la deformación y pitting.
- Adquirir 0.2mts de tubería en material SA 178 Gr A de diámetro OD 3"\*0.135" thk .
- Hacer injerto en los tres pitting.
- Aplicar soldadura ER-70S2 diámetro de 3/32" proceso TIG.
- Hacer prueba hidrostática a 750 Psi
- Calafatear con manta cerámica las grietas en las paredes y aplicar capa Final con mortero refractario concrax 1500
- Calibrar las válvulas de seguridad.



## Anexo A. Formato de Inspección de calderas de Abocol

<b>TAG EQUIPO:</b> (Código del equipo) p.e., NAM-S2	<b>DESCRIPCIÓN:</b> (Cuál es su función dentro del proceso, p.e., Tanque De Almacenamiento De Soda)	<b>CONSECUTIVO:</b> (Usar el consecutivo asignado por Integridad. p.e., PS-RI-0418-11)
<b>INSPECTOR:</b> (El encargado de la inspección)	<b>FECHA DE INSPECCIÓN:</b> (Fecha en que se realiza la inspección, formato Día-Mes-Año; p.e. 25-May-11)	<b>No.</b> (# de la orden SAP con la que se realizó la inspección ó NA)
<b>Tipo de intervención:</b> (Describa brevemente el alcance de la inspección que se realiza, p.e. Inspección visual interna)		<b>Ubicación:</b> (Planta donde está el equipo y complejo p.e., Amoniaco - Planta Norte)
<b>Razón por la que se intervino el equipo:</b>  (Describir si la intervención se hace porque hay sospecha de una anomalía o si se inspecciona por inspección planeada. p.e. Operaciones reportó posible tubo roto ó inspeccionado por plan de integridad 2011)		
<b>Resultado de la revisión:</b>  (Listar y describir cada uno de los hallazgos o desviaciones del estado original o de las normas o especificaciones aplicables, si es preciso citar el numeral de la norma a la cual hace referencia. Se deben anexar registros, fotografías, planos, esquemas de explicación y cualquier otro documento relacionado con la información que se quiere presentar)		
<b>Conclusiones:</b>  (Se refiere al análisis final de quien realizó la inspección. Se debe referir o analizar los resultados de los hallazgos registrados en los resultados de la revisión, en orden de relevancia si es necesario referirse a varios hallazgos)		
<b>Recomendaciones:</b>  (Listar cada una de las recomendaciones en orden de prioridad. Redactar de forma concreta y abreviada y si es necesario ampliar información o describir más detalladamente, refiérase a procedimientos, planos, esquemas o cualquier otro documento como anexo. Anotar en número de la solicitud de servicio en SAP)		
<b>Acciones realizadas:</b>  (Describir lo que se implementó con base en lo que el inspector recomienda, esto solo si la acción es inmediata, de lo contrario anotar como: Recomendaciones pendientes por ejecutar)		
<b>Inspeccionó:</b> (Nombre y firma de quien realiza la inspección)	<b>Aprobó:</b> (Nombre y firma del MRC de Integridad)	

### Anexo Fotográfico

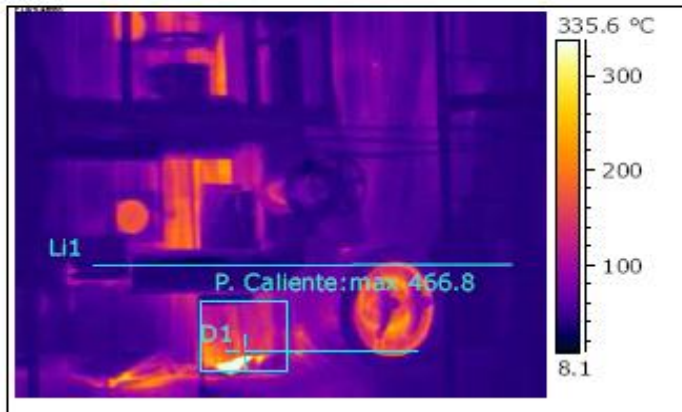
<b>Fotografía No. 1</b> (Comentario relevante de esta fotografía) Se recomienda que esta fotografía sea una vista isométrica del equipo	<b>Fotografía No. 2</b> (Comentario relevante de esta fotografía)
---	---

## Anexo B. Análisis termográfico en Abocol

Equipo: Caldera 305

FORMATO ANÁLISIS TERMÓGRÁFICO A EQUIPO ELÉCTRICO Y MECÁNICO							
EMPRESA:	ABOCOL S.A.	# REPORTE:	52	SECCIÓN:	PLANTA NORTE	FECHA:	19/
EQUIPO:	CALDERA 305	UBICACIÓN:	LADO NORTE				

### TERMOGRAMA



### IMAGEN DIGITAL



TABLA DE DATOS	
Fecha de creación:	16/01/2012
Hora de creación:	04:58:23 p.m.
Nombre de archivo:	IR_1610.JPG
Parámetros del objeto	
Emissividad:	0.85
Distancia al objeto:	10.0 m
Humedad relativa:	30.0 %
Temperatura atmosférica:	20.0 °C



Análisis de puntos	
T. Referencia:	151.4 °C
T. Máxima:	466.8 °C
Delta Temperatura:	315.4
LI Máximo:	199.8 °C

### DIAGNÓSTICO Y RECOMENDACIONES:

Se presenta un incremento de temperatura en zo Indicada.

Se recomienda revisar el estado del equipo.


EXCESO TEMPERATURA	NIVEL DE CLASIFICACION	DELTA TEMPERATURA	CLASIFICACIÓN	TIEMPO MÁX INTERVENC
NO EXISTE	NORMAL	< A 5 °C	NORMAL	NO REQUIE
0 A 5 °C	TOLERABLE INCIPIENTE	5 A 10 °C	MONITOREAR PERIODICAMENTE	TRES MESA
6 A 15 °C	LIGERAMENTE SEVERA	11 A 20 °C	INSPECCIÓN PROX. PARADA EQUIPO	DOS MESE
16 A 25 °C	SEVERA	21 A 30 °C	PROGRAMAR REPARACIÓN	UN MES
26 A 35 °C	CRITICA	> 31 °C	REPARAR INMEDIATAMENTE	INTERVENI
> 36 °C	PELIGROSA			INMEDIATAMI

LABORES DE MANTENIMIENTO Y/O SEGUIMIENTO ASIGNADO A:

### EVALUACIÓN DEL PUNTO

*Inspección en próxima parada del equipo*

## Anexo C. Reporte de toma de espesores en Ecopetrol a tubería de paredes laterales del hogar

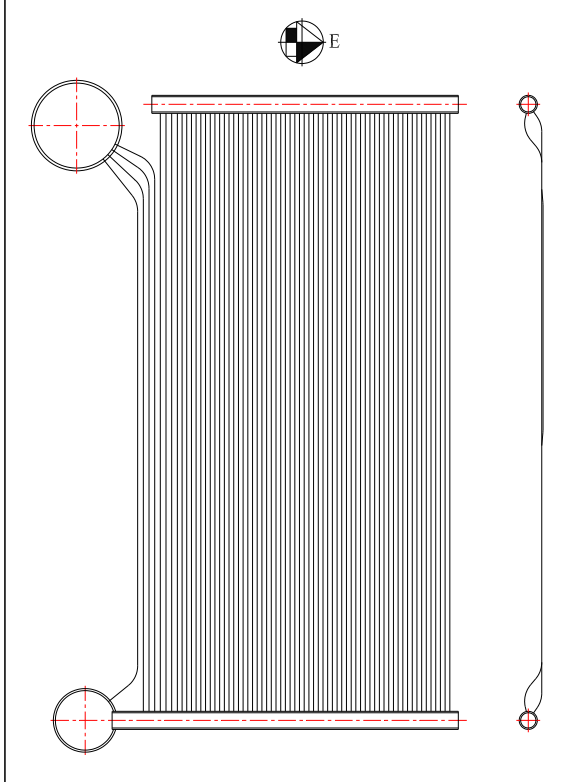
	<b>REPORTE DE TOMA DE ESPESORES</b>				
FECHA DE INSPECCIÓN:			INSPECTOR:		
UNIDAD: Generación de vapor	PARED	MATERIAL	ESP. PLANOS	C.A.	EQUIPO:
EQUIPO:	Norte				
COMPONENTE: <b>Tubería Paredes</b>	Sur				Velocidad:
<b>Laterales del Hogar</b>					

Diámetro exterior = \_\_\_\_\_

**Nota:** Señalar las alturas de medición con respecto al piso


Superior = \_\_\_\_\_ Medio = \_\_\_\_\_ Inferior = \_\_\_\_\_



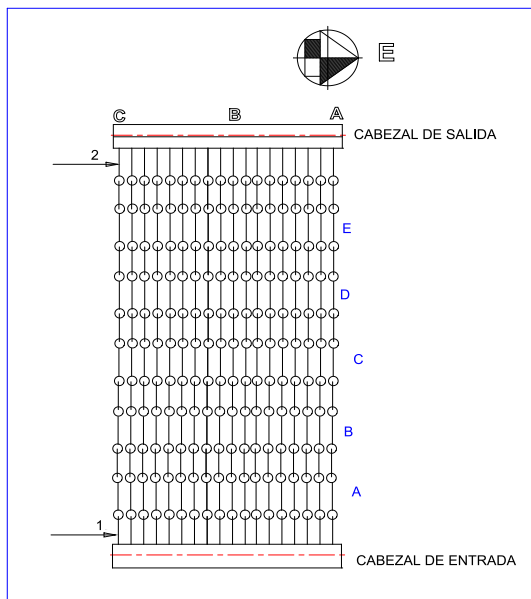
Tubo No	PARED NORTE			PARED SUR		
	Sup.	Medio	Inf.	Sup.	Medio	Inf.
36						
37						
38						
39						
40						
41						
42						
43						
44						
45						
46						
47						
48						
49						
50						
51						
52						
53						
54						
55						
56						
57						
58						
59						
60						
61						
62						
63						
64						
65						
66						
67						
68						
69						
70						

**Comentarios:** En la Pared Sur, los tubos están contados de Oriente a Occidente.  
En la Pared Norte, los tubos están contados de Occidente a Oriente.

## Anexo D. Reporte de toma de espesores en Ecopetrol a tubería del economizador

	<b>REPORTE DE MEDICIÓN DE ESPESORES</b>			
FECHA DE INSPECCIÓN: Octubre 29 de 1999		INSPECTOR: Martín Lizcano		
UNIDAD: Generación de vapor	Componente	Material	Espesor planos	EQUIPO
EQUIPO:	Cuerpo	SA-106-Gr B	0.562"	KRAUTKRAMER
COMPONENTE Cabezal de entrada y salida	Tubería	SA-178-Gr A	0.150"	Velocidad: 5910 m/s
Tubería del economizador				

Espesores de pared en pulgadas



CABEZALES			
ZONA	0°	90°	180°
C Entrada			
A			
B			
C			
C Salida			
A			
B			
C			

Tubo No	TUBERÍA		CODOS
	Pos 1	Pos 2	C
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			

Comentarios: Los tubos fueron contados de Oriente a Occidente.  
Se tomo espesores de pared en codo C del lado Norte. Ver figura adjunta.

## CONCLUSIÓN

Después de investigar y escudriñar el estado del arte de las calderas, analizar las fallas de estos equipos, definir a fondo la técnica de mantenimiento predictivo con sus respectivos equipos de medición y elaborar la guía para el mantenimiento predictivo para las calderas, se llegó a la siguiente conclusión:

A diferencia del mantenimiento preventivo y el correctivo, el predictivo se trata de estar constantemente inspeccionando el equipo en nuestro caso, la caldera, mediante los diferentes instrumentos de medición para dicho procedimiento. En el caso de los equipos sometidos a presión, se monitorean temperatura, presión, gases de combustión, entre otros. La forma de identificar el momento en el cual se deben hacer las intervenciones al equipo (intrusivas o no), de acuerdo a las lecturas tomadas en los distintos monitoreos, se encuentran plasmadas en este trabajo.

Con la guía de mantenimiento se lograron los siguientes aspectos:

### **1. Se plasmaron las fallas mas frecuentes ocurridas en las calderas**

Además de la historia y todas las generalidades de las calderas, descritas en el documento, se plasmaron las fallas mas frecuentes que presentan estos equipos sometidos a presión, tales como pitting, fatiga, sobrecalentamiento, entre otros. Las cuales fueron descritas con claridad, tanto así que cuentan con fotografías de cada una de las fallas, las causas y las formas de prevenir cada una de estas.

### **2. Se logro una explicación clara de la técnica de mantenimiento predictivo**

Se identificaron cada una de las variables del mantenimiento predictivo, se le dio una descripción general, justificación económica y se explicaron cada una de las diferentes técnicas que se usan para realizar este procedimiento, tales como análisis de gases, termografías, entre otras. También se obtuvieron ejemplos claros de las inspecciones mas relevantes en el mantenimiento predictivo, de la empresa Abocol S.A., la cual nos facilitó unas inspecciones termográficas y análisis de gases que les han realizado a sus equipos. Gracias a estas se tuvo claridad de estas técnicas, las cuales van tomando mas fuerzas al transcurrir de los tiempos en las diferentes empresas.

### **3. Se establecieron los parámetros más relevantes para la realización de mantenimiento (guía de mantenimiento)**

Se recopiló información sobre las pruebas que son mas frecuentes en las calderas, para conocer el estado en que estas se encuentran, tales como: Indicadores de emisiones de gases, análisis de purga, espesor de los tubos, entre otros. Con estos parámetros y utilizando equipos para de medición anteriormente descritos, se puede establecer cual es el estado actual de la caldera, tan solo con hacerle algunos análisis.

### **4. Se compararon las emisiones de gases de las calderas de Abocol, con los estándares de emisiones admisibles.**

Conociendo los resultados de algunos análisis de gases que le han realizado a las calderas de Abocol, y las normas y los estándares de emisiones de gases admisibles a la atmósfera, por el ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo social. Se realizó la comparación para conocer si los equipos de Abocol cumplen con estas normas. Y el resultado fue que los gases NOx, sobrepasan en gran cantidad los permitidos por la normas, es decir, Abocol no cumple con estos estándares de emisiones de gases a la atmósfera.

## BIBLIOGRAFÍA

1. **social, Ministerio de la proteccion.** Reglamento tecnico para calderas de vapor para uso en Colombia. Bogota, Colombia : s.n., 2012.
2. **Mora, Javier Castro.** *Operacion y mantenimiento de calderas.* Bogota : Universidad Nacional de Colombia, 2002.
3. **Guerrero, Gonzalo Rodriguez.** *Operacion de Calderas Industriales.* Bogota : Ecoe Ediciones, 2000.
4. **Uruguay, Universidad de la republica de.** Generadores de Vapor. *Clasificacion de las calderas.* Montevideo : s.n.
5. **Diez, Pedro Fernandez.** *Centrales Termicas.*
6. ¡Qu S.A. . *De todo en refractarios.* [En línea] [Citado el: 17 de Julio de 2012.] [http://iqu.cl/index.php?option=com\\_content&view=article&id=97&Itemid=98](http://iqu.cl/index.php?option=com_content&view=article&id=97&Itemid=98).
7. **Reservado.** ¿Como extender la vida util de una caldera? Cartagena : s.n., 2004.
8. **Edgar Espejo y Juan Martinez.** Modos de falla comunes en tubos y cuerpos de caldera. [En línea] Universidad Nacional de Colombia, Septiembre de 2011. [Citado el: 13 de Marzo de 2012.] [http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches\\_Modos\\_de\\_Falla/Afiche\\_Falla\\_Tubos\\_Calderas\\_E\\_Espejo\\_Sept\\_2011\\_500x700.pdf](http://www.docentes.unal.edu.co/eespejom/docs/Afiches_Modos_de_Falla/Afiche_Falla_Tubos_Calderas_E_Espejo_Sept_2011_500x700.pdf).
9. **Pazmiño, Marving.** Monografias. [En línea] [Citado el: 17 de Marzo de 2012.] <http://www.monografias.com/trabajos72/calderos-laboratorio-operaciones/calderos-laboratorio-operaciones3.shtml>.
10. Servicios de inspeccion por RFT. *Ensayos no destructivos.* [En línea] [Citado el: 13 de Marzo de 2012.] <http://www.fygtechnologies.com.ar/serviceRFTNFT.html>.
11. **energia, comision nacional para el ahorro de.** Tratamiento de agua para su utilizacion en calderas. [En línea] Enero de 2008. [Citado el: 16 de Julio de 2012.] [http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/3856/2/Tratamiento\\_de\\_agua\\_v1\\_1.pdf](http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/3856/2/Tratamiento_de_agua_v1_1.pdf).
12. Mantenimiento Indutrial. [En línea] [Citado el: 17 de Marzo de 2012.] [http://www.solomantenimiento.com/m\\_predictivo.htm](http://www.solomantenimiento.com/m_predictivo.htm).

13. Mantenimiento predictivo. [aut. libro] Santiago Garcia Garrido. *Mantenimiento industrial*. Madrid : Renovetec, 2009.
14. Tienda universal TO-BOOK. [En línea] [Citado el: 15 de Abril de 2012.] [www.to-book.com/termografia/768-camara-termografica-tis-de-fluke-flk-tis-9-hz.html](http://www.to-book.com/termografia/768-camara-termografica-tis-de-fluke-flk-tis-9-hz.html).
15. Equipos y Laboratorios de Colombia. [En línea] [Citado el: 15 de Abril de 2012.] [http://www.equiposylaboratorio.com/sitio/contenidos\\_mo.php?it=3336](http://www.equiposylaboratorio.com/sitio/contenidos_mo.php?it=3336).
16. Ciclos combinados. [En línea] Renovatec. [Citado el: 16 de Abril de 2012.] <http://www.cicloscombinados.com/tecnicaspredictivas.html>.
17. **Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo social**. Resolucion 909. *Normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmosfera*. 2008.
18. First for steam productions. [En línea] Spirax Sarco. [Citado el: 20 de Mayo de 2012.] <http://www.spiraxsarco.com/resources/steam-engineering-tutorials/the-boiler-house/boiler-efficiency-and-combustion.asp>.
19. **Sarco, Spirax**. Purgas de caldera. [En línea] 2003. [Citado el: 21 de Mayo de 2012.] <http://www.spiraxsarco.com/ar/pdfs/SB/p403-56.pdf>.
20. —. Sistema de control de purga. [En línea] 2001. [Citado el: 21 de Mayo de 2012.] <http://www.spiraxsarco.com/ar/pdfs/SB/p403-03.pdf>.
21. **Sisteagua**. Calidad de agua para generadores de vapor. *Manual de calderas y tratamiento de agua*. Ciudad de Mexico : s.n.
22. **Stultz., John B. Kitto and Steven C.** *Steam/its generation and use. 41st edition*. Ohio, U.S.A : The Babcock & Wilcox Company, Barberton, 2005.
23. **Rayaprolu, Kumar**. *Boiler for power and process*. s.l. : Taylor & Francis Group, 2009.
24. **Pazmiño, Marving**. Monografias. [En línea] [Citado el: 17 de marzo de 2012.] <http://www.monografias.com/trabajos72/calderos-laboratorio-operaciones/calderos-laboratorio-operaciones3.shtml>.