

**EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LA CALDERA DE BIENESTAR
UNIVERSITARIO UIS EMPLEANDO ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS**

**ANDERSON DARIO ARTEAGA CAMARGO
JOHAN SEBASTIÁN MARÍN DÍAZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2017

**EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LA CALDERA DE BIENESTAR
UNIVERSITARIO UIS EMPLEANDO ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS**

**ANDERSON DARÍO ARTEAGA CAMARGO
JOHAN SEBASTIÁN MARÍN DÍAZ**

**Trabajo de grado proyecto de investigación para optar al título de Ingeniero
Metalúrgico**

Director

**Dr. MAURICIO RINCÓN ORTIZ
PhD en Ciencia y Tecnología de Materiales**

Codirector

**CARLOS ANDRÉS GALÁN PINILLA
Ingeniero Metalúrgico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2017

AGRADECIMIENTOS

A Dios que me dio la vida, la sabiduría y bienestar para llevar a cabo este logro.

A mis familiares que estuvieron apoyándome en todo momento, mi padre Oscar que cuidó de mí procurando imbuirme de su disciplina y a mi madre Ana que siempre ha estado conmigo.

A los docentes que a lo largo de este camino me ofrecieron las herramientas para llegar hasta dónde estoy, mis compañeros que siempre me dieron aliento y me brindaron una mano, y a las señoras de Bienestar Universitario UIS que siempre me recibieron con una sonrisa.

A mi director de proyecto Dr. Mauricio Rincón, mi codirector Ing. Carlos Galán y mi compañero Sebastián Marín, sin ustedes esto no habría sido posible.

A todas las personas que directa o indirectamente me han respaldado para cumplir con esta meta, les agradezco.

ANDERSON

Agradezco a Dios por siempre guiarme y fortalecerme, a mi Familia por su apoyo, su comprensión y cariño ayudándome a ser una mejor persona y a todas las personas que de una u otra forma me han ayudado a crecer en lo personal, espiritual y profesionalmente.

Agradezco a la *Universidad Industrial de Santander* por haberme permitido desarrollar como estudiante, A *GIMAT Grupo de Investigación en Desarrollo y Tecnología de Nuevos Materiales*, por permitirnos desarrollar este proyecto con sus equipos y capacitaciones.

Agradezco al Dr. Mauricio Rincón Ortiz por su colaboración durante el desarrollo de este proyecto. También agradezco muy especialmente al Ing. Carlos A. Galán Pinilla por su orientación, gestión, ayuda y compromiso hicieron que este trabajo fuera posible.

Agradezco a todas y cada una de las personas que brindaron aportes que contribuyeron a hacer de este proyecto de grado un éxito.

SEBASTIÁN

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. ANTECEDENTES	18
1.1 MECANISMOS DE DAÑO EN EL INTERIOR DE LAS CALDERAS	20
2. OBJETIVOS	23
2.1 OBJETIVO GENERAL	23
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	24
3.1 INSPECCIÓN VISUAL GENERAL DE LA CALDERA	24
3.2 MEDICIÓN DE ESPESORES MEDIANTE ULTRASONIDO INDUSTRIAL	25
3.3 MÉTODO DE PARTÍCULAS MAGNÉTICAS	26
3.4 INSPECCIÓN MEDIANTE TERMOGRAFÍA INFRARROJA	27
3.5 DETERMINACIÓN DE DUREZA DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN	27
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	29
4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA CALDERA	29
4.2 INSPECCIÓN VISUAL GENERAL DE LA CALDERA	31
4.2.1 Resultados de la Inspección visual externa	31
4.2.2 Resultados de la Inspección visual interna	34
4.3 INSPECCIÓN MEDIANTE MEDICIÓN DE ESPESORES	36
4.4 INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS	38

4.5 INSPECCIÓN POR TERMOGRAFÍA INFRARROJA	38
4.6 DETERMINACIÓN DE DUREZA DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN	40
4.7 FALLAS POTENCIALES IDENTIFICADAS	42
4.8 ACCIONES PREVENTIVAS DE FALLAS POTENCIALES IDENTIFICADAS	44
4.8.1 Acciones preventivas de fallas potenciales externas	44
4.8.2 Acciones preventivas ante las incrustaciones y depósitos	44
4.8.3 Acciones preventivas para el control de la corrosión por oxígeno	44
5. CONCLUSIONES	46
6. RECOMENDACIONES	48
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	49
BIBLIOGRAFÍA	53
ANEXOS	56

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. a) Placa tubo Frontal señalando las boquillas de los 28 tubos termoconductores, b) Puntos de referencia en la medición de espesores en los tubos termoconductores.	26
Figura 2. a) Estado actual del tanque de almacenamiento de agua, b) Corrosión en placa tubo frontal.	33
Figura 3. a) Picaduras halladas en el tubo termoconductor N°3, b) Superficie interna de tubo termoconductor inspeccionado mediante video-boroscopia digital	35
Figura 4. a) Motor de inyección de aire a la caldera, b) Bomba de inyección de agua, c) Tubería de salida de vapor, inspeccionadas a las 11:00 am	39

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Mecanismos de daño en el interior de las calderas.	20
Tabla 2. Descripción de partes donde se midió espesor por UT.	25
Tabla 3. Características generales de la caldera de BU.	30
Tabla 4. Defectos visuales encontrados.	36
Tabla 5. Evaluación del % en pérdida del espesor y la velocidad de corrosión.	37
Tabla 6. Requerimientos agua alimentación calderas vapor según BS 2486 comparados con datos encontrados en laboratorio.	41

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Registro fotográfico	56
ANEXO B. Elementos de la caldera	59

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LA CALDERA DE BIENESTAR UNIVERSITARIO UIS EMPLEANDO ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS*

AUTORES: Anderson Darío Arteaga Camargo
Johan Sebastián Marín Díaz**

PALABRAS CLAVES: Caldera Pirotubular, Inspección por Ultrasonido Industrial Partículas magnéticas, Termografía Infrarroja y Calidad de agua

DESCRIPCIÓN: El diseño de este proyecto nace de la problemática que manifiesta las deficiencias del control de mantenimiento y conservación de las Calderas pirotubulares. Se evaluó el estado actual de un dispositivo en funcionamiento, generador de vapor, perteneciente a la División de Bienestar Universitario de la Universidad Industrial de Santander al servicio de comedores, orientado al cuerpo estudiantil, administrativo y docente. Se dio inicio realizando un procedimiento de inspección basado en la norma ASME sección V artículo 9, identificando la defectología superficial de la caldera. En este procedimiento se usaron instrumentos de medición como cinta métrica y galgas. Para evaluar la condición del metal en el interior de la caldera en las zonas críticas, se realizó una medición de espesores por ultrasonido industrial con el equipo Dakota MVX, que brindó información importante del espesor remanente. Además, se inspeccionaron los cordones de soldadura de soporte de los tubos termoconductores de calor por medio de partículas magnéticas con el equipo MAGNAFLUX Yugo Electromagnético Y7. Por último, se aplicó la técnica de Termografía empleando la cámara de infrarrojos Fluke T1125, lo que permitió analizar la distribución térmica en los diferentes componentes de la caldera. Con base a la norma API 510 y la comparación de los requerimientos de agua para calderas de la norma Británica BS-2486, se identificaron las fallas potenciales producto de incrustaciones fuertes, grandes depósitos y corrosión localizada. Se encontró en el área de inspección dos picaduras que tienen pérdidas del 11,9% y 35,7% en espesor de un tubo termoconductor y en el tanque de almacenamiento una pérdida del 68% en espesor. Las fallas potenciales se relacionaron directamente con la dureza del agua de alimentación de la caldera y con base en la condición actual del equipo, se valoraron acciones preventivas y de control para prolongar su vida útil.

* Proyecto de grado de investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales Director: Dr. Mauricio Rincón Ortiz. Codirector: Ing. Carlos Andrés Galán Pinilla.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE CURRENT STATE OF THE UIS WELLBEING BOILER EMPLOYING NON-DESTRUCTIVE TESTS*

AUTHORS: Anderson Darío Arteaga Camargo
Johan Sebastián Marín Díaz**

KEYWORDS: Pirotubular Boiler, Visual Inspection, Magnetic Particles, Industrial Ultrasound and Infrared Thermography.

DESCRIPTION: This project analyze problem arising from the shortcomings in the maintenance and conservation of firetube boilers. We evaluated the current state of a device in operation, a steam generator, belonging to the Welfare Division of the Industrial University of Santander. The analysis began conducting an inspection procedure based on the ASME standard, section V article 9, identifying the surface defects of the boiler. Measurement instruments such as tape and gauges were used in this procedure. To assess the condition of the metal in the critical zones on the inside of the boiler, it was measured the thicknesses by industrial ultrasound with the Dakota MVX equipment, which provided important information of the remaining thicknesses. In addition, weld beads of the heat exchangers were inspected by means of magnetic particles with the MAGNAFLUX yoke electromagnetic Y7 equipment. Finally, the thermography technique was applied using Fluke TI125 IR camera, allowing to analyze the thermal distribution in the different components of the boiler. Based on the standard API 510 and comparing with the water requirements for boilers of the standard British BS-2486, it was concluded that the potential failures such as heavy scales, large deposits and localized corrosion product, are explained by the water chemistry. The storage tank exhibited thickness losses of 68% in the inspection area. Potential failures were directly linked with hardness of the boiler feed water. Based on the current condition of the equipment, preventive and control actions were suggested to extend their useful life.

* Research degree project

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Adviser: Ph.D. Dr. Mauricio Rincón Ortiz.: Coadviser: Ing. Carlos Andrés Galán Pinilla.

INTRODUCCIÓN

A nivel industrial existen grandes cantidades de procesos que requieren de fluidos con alta temperatura, esta en su mayoría es obtenida a partir de la generación de vapor empleando calderas. Estos equipos operan a alta presión y temperatura, condiciones que pueden conducir a la generación de diversos mecanismos de daño como corrosión, erosión, fragilización por hidrógeno, fatiga, dilatación térmica, incrustaciones y sedimentaciones; relacionando la gravedad de las fallas con el agua de alimentación de la caldera. A partir de esta situación, ha sido de principal interés por parte de los ingenieros encontrar la manera de preservar estos importantes equipos. Para evaluar la condición de las calderas, actualmente se emplean los ensayos no destructivos (END) que permiten generar un criterio sin alterar, destruir o desarmar el equipo en funcionamiento.

En el presente estudio se procedió a hacer la inspección mediante ensayos no destructivos de una caldera pirotubular de la División de Bienestar Universitario (BU) de la Universidad Industrial de Santander. La caldera genera vapor para procesos de cocción de alimentos para estudiantes, profesores y personal administrativo. Durante los últimos 9 años la caldera ha estado trabajando sin tratamiento de agua, por lo cual, se hace indispensable conocer el estado actual de este equipo.

Para el desarrollo de este proyecto se utilizaron los equipos de ensayos no destructivos como el medidor de espesores por ultrasonido Dakota MVX, se inspeccionaron los cordones de soldadura usando el equipo MAGNAFLUX Yugo Electromagnético Y7 y se registraron imágenes térmicas para analizar sobrecalentamientos por medio de la cámara de infrarrojos Fluke TI125, además, se determinó la dureza del agua de alimentación para estudiar el efecto que

representa. Todo eso se realizó con el fin de evaluar el estado actual de la caldera, identificando las fallas potenciales y estableciendo acciones preventivas que ayuden a aumentar la eficiencia, con el propósito de alargar su vida útil.

1. ANTECEDENTES

En las últimas décadas las calderas generadoras de vapor han sido tema de investigación, donde se encuentran: mecanismos de falla, posibles causas y formas de prevención de daño. Estos estudios han reportado que el tratamiento del agua suministrada es importante porque se controlan las deficiencias térmicas y químicas que generan corrosión e incrustaciones sobre las superficies que tienen contacto con el agua y cambios metalúrgicos en el metal. [1]

En Colombia han sucedido fallas en calderas con pérdidas materiales como la reportada en el 2006 en la compañía Carvajal Pulpa y Papel, Cali, donde se presentó una ruptura de un codo de la tubería de agua, generando una parada no programada [2]. A su vez encontramos el diseño del programa de mantenimiento por medio de END para la empresa Carvajal Pulpa y Papel en el 2011, donde determinaron que el método más eficaz a la hora de brindar datos que permitan un correcto mantenimiento de las tuberías es el ultrasonido industrial, ya que en más del 70% de los casos analizados estas fallan por disminución de espesores; al realizar el análisis de las fallas ocurridas, evidenciaron un gran porcentaje por desgaste de material producidos por agentes corrosivos y erosivos presentes en el proceso [3]. En otros casos no solo se han causado pérdidas económicas, estas fallas han ocasionado accidentes catastróficos de importantes consecuencias para el personal que se desempeña cerca al área, como el evento sucedido en el 2007 en el barrio Kennedy, Bogotá [4].

En el programa de inspección para la caldera de Bienestar Universitario de la UIS mediante END desarrollado por el Ingeniero Carlos Andrés Galán Pinilla, desarrolló el impacto causado por la falta del sistema de tratamiento de agua y

propuso que la calidad del agua es de vital importancia para diseñar y operar con confiabilidad el equipo. [5]

Actualmente la caldera de Bienestar Universitario UIS es alimentada con agua potable sin ningún tipo de tratamiento químico, potencializando un mecanismo de corrosión acelerado. Además, los iones e impurezas presentes en el agua potable se solidifican al interior de la caldera transformándose en incrustaciones o sedimentos, que impiden una transferencia de calor eficiente entre los tubos de combustión y el agua a evaporar, causando sobrecalentamientos en el metal, zonas de alta energía propicias a picaduras, como se evidencia en los estudios realizados de la Guía Básica para Calderas Industriales Eficientes [6].


Teniendo en cuenta el tiempo de servicio de 9 años y el estado de operación, es necesario evaluar el estado actual de la caldera de Bienestar Universitario mediante una inspección no destructiva para definir los daños, determinar las zonas críticas y valorar las fallas potenciales.


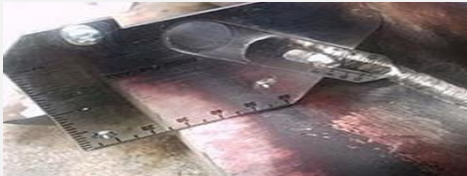
El grupo GIMAT (Grupo de Investigación en Desarrollo y Tecnología de Nuevos Materiales) de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales, con el fin de apoyar la presente investigación aportó recursos para realizar ensayos no destructivos y personal capacitado. Se planeó realizar una evaluación adecuada del estado actual de la caldera aplicando una Inspección Visual, efectuando medición de espesores por Ultrasonido Industrial, aplicación de Partículas Magnéticas y la técnica de Termografía Infrarroja. Posteriormente, una vez aplicados los ensayos nos permiten medir las indicaciones, el grado de daño o fallas potenciales que pueden ocurrir.

1.1 MECANISMOS DE DAÑO EN EL INTERIOR DE LAS CALDERAS

Debido a las condiciones críticas a las cuales está sometida la caldera se pueden generar algunas discontinuidades, debido a un inadecuado mantenimiento podrían convertirse en fallas que comprometan la integridad del equipo. Según la guía Nalco [7] se registran y analizan los mecanismos de daño más comunes generados en las calderas pirotubulares (ver Tabla 1).

Tabla 1. Mecanismos de daño en el interior de las calderas.

Imperfecciones	Definición	Esquema
Incrustaciones	Se forman directamente en la superficie de calefacción por la cristalización de los iones y las sales disueltas en el agua utilizada durante el proceso. Estas incrustaciones están constituidas generalmente por carbonato cálcico, sulfato cálcico, hidróxido cálcico, hidróxido magnésico, silicatos de calcio, silicatos de magnesio, etc. Actúan como un material refractario debido a que su conductividad térmica es muy baja.	 <p data-bbox="997 1041 1451 1115">Fig. 1 Incrustaciones en caldera de vapor.^[8]</p>

Imperfecciones	Definición	Esquema
<p data-bbox="354 352 514 394">Depósitos</p>	<p data-bbox="592 268 974 982">El agua con la que trabaja la caldera contiene impurezas o iones, los cuales se sedimentan sobre las superficies de la caldera o se decantan en su fondo, en forma de lodos. Estos depósitos presentan una conductividad térmica muy baja. Al cubrir superficies que cumplen con la función de transferencia de calor, no permiten que el calor generado evapore el fluido completamente.</p>	 <p data-bbox="995 472 1455 634">Fig. 2 Depósito rico en hidróxido de sodio sobre el lado del hogar de un tubo de pared de una caldera de 600 psi.^[9]</p>
<p data-bbox="342 1031 526 1104">Defectos de soldadura</p>	<p data-bbox="592 989 974 1568">Una caldera grande puede presentar cerca de 50.000 puntos de soldadura, y aun así solo representar cerca del 3% de las fallas en general. A pesar de que el porcentaje es muy pequeño la cantidad de defectos que se presentan en la soldadura es realmente grande y nociva para una eficiente operación.</p>	 <p data-bbox="1000 1192 1446 1266">Fig. 3. Medición de la altura del cordón de soldadura.^[10]</p>

Imperfecciones	Definición	Esquema
<p data-bbox="354 310 513 352">Corrosión</p>	<p data-bbox="594 268 971 772">El acero en contacto con el medio tiende a cambiar de su forma y microestructura a su estado más estable, siendo estimulado por factores externos como el oxígeno o la humedad. Se presenta una cantidad considerable de tipos de corrosión que afecta el espesor del material.</p>	 <p data-bbox="1010 533 1442 609">Fig. 4. Corrosión acelerada en los tubos de combustión.^[11]</p>

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el estado actual de la caldera de Bienestar Universitario UIS, empleando ensayos no destructivos.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir los daños de la caldera pirotubular que pueden ser identificados mediante inspección visual, termografía infrarroja y medición de espesores por ultrasonido industrial.
- Determinar las zonas críticas de la caldera pirotubular y sus componentes por medio de inspección visual, termografía infrarroja y medición de espesores por ultrasonido industrial.
- Valorar las fallas potenciales que afecten la caldera pirotubular, identificando las posibles acciones que permitan el adecuado funcionamiento del equipo.

3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

3.1 INSPECCIÓN VISUAL GENERAL DE LA CALDERA

Se realizó una búsqueda de la información técnica de la caldera, y se llevó a cabo una inspección visual del estado superficial y elementos externos que componen la unidad. Se tomó como base la norma técnica ASME (American Society of Mechanical Engineers) Sección V artículo 9 [12]. En esta actividad se analizó el lugar de operación, los cordones de soldadura, la presencia de fugas, las tuberías de transporte, los indicadores de presión, los motores y los equipos externos como el tanque de almacenamiento. Se utilizaron los equipos adecuado de inspección visual directa (lupas, linternas, galgas), los instrumentos de medición (cinta métrica) y se tomó el debido registro fotográfico. Luego se procedió a la preparación superficial para la aplicación de las técnicas no destructivas restantes, realizando una limpieza (con cepillos, papel de lija y espátula) en las zonas con productos sedimentados, incrustaciones de impurezas y óxidos.

Se inspeccionó visualmente la superficie interna de la caldera, elementos como el hogar, las tuberías termoconductoras y la pared interna del tanque de almacenamiento. Se registró indirectamente con un video-boroscopio digital marca MEDIT equipado con una sonda rígida de longitud 40 metros y cámara de alta resolución, que hizo tomas al interior de los 28 tubos termoconductores. Se tuvo en cuenta durante toda la inspección aspectos como corrosión, desgaste, depósitos, incrustaciones y picaduras para determinar zonas críticas.

3.2 MEDICIÓN DE ESPEORES MEDIANTE ULTRASONIDO INDUSTRIAL

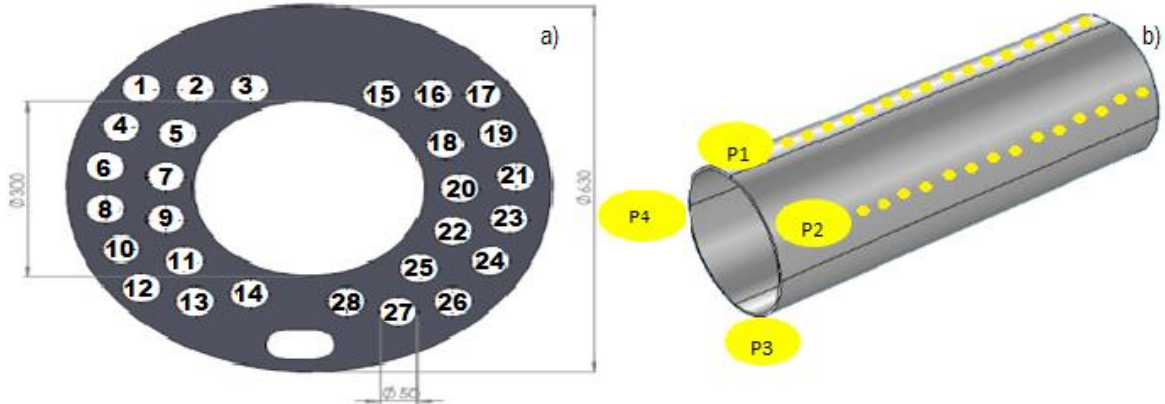
Para la medición de espesores por el método de ultrasonido industrial (UT) pulso-eco se realizó siguiendo los lineamientos de la norma técnica ASTM (American Society for Testing Materials) E-797-15 [13] y se evaluó por el código API (American Petroleum Institute) 510 [14]. El equipo utilizado fue el Dakota MVX con un palpador de 0,187 pulgadas, frecuencia de 7,5 Mhz y acoplante carboximetilceluloso. Las zonas críticas se determinaron por los defectos encontrados visualmente y se realizó la medición de espesores en áreas específicas donde fue posible lograr un buen acople entre el palpador y la superficie. A continuación, en la tabla 4 se describen las partes donde fueron tomadas las lecturas de medición de espesores, especificando la superficie y zonas evaluadas, además, el número de puntos de inspección en cada una de ellas y los puntos más relevantes que indicaban pérdida de espesor.

Tabla 2. Descripción de partes donde se midió espesor por UT.

Descripción	Ubicación	Zona	Cuadrícula	# Puntos de	# Puntos de más
Placa tubo lado Posterior	Sup.	General	Ordenada	180	50
Placa tubo lado Posterior	Sup.	Centro	Dispersa	112	55
Placa tubo lado Frontal	Sup.	General	Ordenada	244	4
Placa tubo lado Frontal	Sup.	Centro	Dispersa	112	9
Tubo 1-2-3 lado Frontal	Sup.	Superior	Dispersa	33	9
Tubo 15-16-17 lado	Sup.	Superior	Dispersa	77	7
Tubo 14-28 lado Frontal	Sup.	Inferior	Dispersa	24	6
Placa vaso Presión lado	Sup.	Superior	Dispersa	24	6
Placa vaso Presión lado	Sup.	Superior	Dispersa	24	-
Hogar lado Posterior	Sup.	Superior	Dispersa	8	-
Hogar lado Frontal	Sup.	Superior	Dispersa	12	-
Hogar lado Frontal	Sup.	Inferior	Dispersa	10	8
Hogar lado Frontal	Sup.	Radial	Dispersa	24	8
Hogar lado Posterior	Sup.	Radial	Dispersa	24	-
Tanque de Almac. de Agua	Sup.	Radial	Dispersa	120	4

En las placas tubo (ver Fig. 5a) y el vaso de presión, se midió el espesor en las zonas donde se logró un buen acople entre la superficie y el metal. En la superficie externa del hogar, lugar que esta en contacto con el agua, se registró el espesor hasta donde fuera posible la accesibilidad. Solo se tuvo acceso a 40 cm de largo en 8 de los 28 tubos termoconductores que miden 200 cm aproximadamente, los puntos de referencia se observan en la Fig. 5b formando un anillo alrededor del diámetro exterior del tubo a cada 90 grados; la determinación de los puntos de medición y la selección del número de puntos a inspeccionar varió de acuerdo a la ubicación del sistema de tuberías, el estado actual de la superficie y de la accesibilidad que se tenía. Para el tanque de almacenamiento se utilizó el mismo sistema de referencia que el de los tubos termoconductores.

Figura 1. a) Placa tubo Frontal señalando las boquillas de los 28 tubos termoconductores, b) Puntos de referencia en la medición de espesores en los tubos termoconductores.



3.3 MÉTODO DE PARTÍCULAS MAGNÉTICAS

Se aplicó el método de partículas magnéticas fluorescentes húmedas en los cordones de soldadura que soportan las tuberías termoconductoras en la placa tubo frontal y posterior, utilizando el equipo MAGNAFLUX Yugo electromagnético

Y7, magnetizando con corriente alterna y directa. Este método altamente sensible permite detectar grietas muy finas, generadas durante el proceso de soldadura o durante el funcionamiento de la caldera como consecuencia de una dilatación térmica. Se posicionó el yugo en ángulos de 45° respecto al cordón de soldadura para asegurar una inspección del 100% del cordón. Esta actividad fue realizada con base a la norma ASTM E-709-15. [15]

3.4 INSPECCIÓN MEDIANTE TERMOGRAFÍA INFRARROJA

La inspección mediante termografía infrarroja se llevó a cabo en dos horarios diferentes cuando la caldera estaba en funcionamiento, la primera a las 9:00 am y la segunda a las 11:00am. Este método se aplica con base a la norma ASME Sección V sección J [16]. El equipo utilizado fue la cámara de infrarrojos Fluke Tii-125, tomando un registro fotográfico térmico de la caldera para apreciar algún sobrecalentamiento en los motores, resistencias eléctricas, válvulas y demás accesorios; también se analizaron térmicamente algunas tuberías que conectan el tanque de almacenamiento de agua, la línea de vapor de agua, la línea del gas natural y la tubería de humo.

3.5 DETERMINACIÓN DE DUREZA DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN

Uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta es la calidad del agua con la que se alimenta la caldera. Teniendo presente que es suministrada por el Acueducto Metropolitano de Bucaramanga (AMB), en el anexo C se encuentra un informe del año 2016 de la AMB de la calidad fisicoquímica y microbiológica promedio mensual del agua tratada en Bucaramanga. Bienestar Universitario UIS no cuenta en sus instalaciones con un equipo de tratamiento químico de agua. Se espera que el agua debe contener una cantidad inherente de partículas e

impurezas, superando las permitidas por la Norma Británica BS – 2486 y la norma ABMA (American Boiler Manufacturing Association) [17]. Para determinar la dureza del agua utilizada, se tomó una muestra extraída directamente del tanque de almacenamiento de la caldera, y se analizó en el laboratorio de Química de la Universidad Industrial de Santander.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizó una búsqueda de documentos, archivos de diseño e informes técnicos de la caldera los cuales nos permitieron determinar la operación actual que desempeña el equipo y sus condiciones de trabajo. La información se presenta a continuación.

4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA CALDERA

La caldera pirotubular de Bienestar Universitario está formada por un cuerpo cilíndrico en posición horizontal. La caldera incorpora en su interior un paquete multitubular de 24 tubos de transmisión de calor, una cámara de formación y acumulación de vapor; el hogar y los tubos están completamente rodeados de agua, dispuestos de tal manera que permiten la libre circulación de agua y el flujo uniforme de gases de combustión en las placas tubo trasera y delantera. La llama se forma en el hogar pasando los gases calientes por el interior de los tubos, para finalmente ser conducidos a la chimenea. La caldera trabaja con las condiciones operativas de presión, combustible y purgas descritas en la Tabla 5.

Tabla 3. Características generales de la caldera de BU.



Fecha de inspección: 25 al 28-06-2016	Ubicación: Bienestar Universitario BU	
Tipo de caldera: Horizontal de tipo pirotubular	Marca: Continental	# de serie: CC 0760
Tiempo de operación: 9 años continuos	Año de fabricación: 2007	Capacidad: 30 BHp
Presión de diseño: 150 [PSI]	Combustible: Gas natural	Modelo: E52C 30C-2C
Presión de operación: 100 [PSI]	Registros anteriores: NO	# de inventario: 78735
Fecha de elaboración: 13-11-2016	SIN TRATAMIENTO DE AGUA Y SIN SUAIVIZADOR	
Temperatura de los gases: Indicador dañado	Purga: Solo de la caldera a las 6:00 PM	
Hora de arranque: 5:30AM	Hora de parada: 5:30 PM	
Nivel del tubo pyrex del macdonall. 80%	Nivel del tubo pyrex del tanque de agua: 80%	
Quemador: Esta cubierto por una carcasa	Presión regulada de gas combustible: 0.5 [psi]	
Presión de entrada del gas combustible: 5 [psi]	Caldera de tiro forzado	

La operación de este equipo inicia a las 5:30 a.m. con un funcionamiento continuo hasta las 5:30 p.m. por los días hábiles de trabajo, labor del técnico almacenista de Bienestar Universitario, durante este lapso solo se hace una visita para verificar la presión de vapor y no se cumplen demás chequeos para comprobar el óptimo funcionamiento de la unidad, salvo que la caldera presente algún inconveniente. El cuerpo de presión de la caldera tiene una protección de empaques de asbesto para evitar escapes de gases o quemaduras con la superficie expuesta. El cuerpo y el interior del equipo está fabricado con lámina de acero de bajo carbono calidad certificada ASTM A 285 GR.C [18] con las siguientes características:

- Vaso de presión: Lámina de acero al carbono en calidad certificada 1/4" (6,35mm)
- Placa Tubo: Lámina de acero al carbono en calidad certificada 3/8" (9,525mm)
- Cámara de combustión: Corrugada tipo Morrison en lámina de acero al carbono.
- Accesorios: Las uniones y accesorios en el cuerpo de presión de la caldera son de clase 3.000 según las normas del código ASME B-31. 3. [19]

La caldera cuenta con puertas empernadas en el frente y en la parte posterior para proporcionar acceso a la cámara de combustión (hogar), además de cuatro aperturas (Handhold) pequeñas de aproximadamente 14 (cm) de radio, de las cuales solo se tuvo disponibilidad de tres, sin necesidad de remover refractarios o particiones, permitiendo una moderada facilidad para limpieza y mantenimiento. La apertura lateral derecha corresponde a Handhold 1 (H_1) proporcionando acceso directo a los tubos termoconductores N°15-16-17, la apertura lateral izquierda corresponde a Handhold 2 (H_2) brindó acceso directo a los tubos N° 1-2-3 y por último la apertura frontal inferior sobre la placa tubo corresponde a Handhold 3 (H_3) proporcionó acceso directo a los tubos N°14-28. (ver Anexo B Fig.2).

4.2 INSPECCIÓN VISUAL GENERAL DE LA CALDERA

La técnica de inspección visual se llevó a cabo en la valoración externa e interna de la caldera como se mencionan en los siguientes apartados:

4.2.1 Resultados de la Inspección visual externa. Se efectuó la inspección visual externa de la caldera encontrándose lo siguiente:

Lugar de operación: la División de Bienestar Universitario cuenta con un cuarto de máquinas como se observa en el anexo A Fig. 1, donde opera la caldera y demás equipos, no hay suficiente espacio que permita el libre acceso y es poca la ventilación por lo que la temperatura del cuarto puede llegar a aumentar lo suficiente para ocasionar el incorrecto funcionamiento de algunos controles eléctricos de la caldera. Se encontraron en el cuarto trapos, papeles, pelusas y cartón sobre el equipo que pueden ser incendiables o ser arrastrados hasta el soplador de la caldera y absorbidos por el mismo. El cuarto de máquinas, aunque se encuentra cerrado al público es un espacio transitado por personal estudiantil y personas encargadas de la cocina de Bienestar Universitario.

Cuerpo de la caldera: se encuentra en condiciones óptimas para su funcionamiento, no presenta corrosión externa significativa, ni daños mecánicos externos que comprometan la integridad del equipo en servicio. El recubrimiento inspeccionado se encuentra en buen estado, no existe agrietamientos o abombamientos. (ver anexo B Fig. 1)

Tablero de control eléctrico de la caldera: mediante la inspección visual se verificó el estado de los aislantes eléctricos de los cables y demás componentes sin ninguna anomalía en su superficie; los respectivos bombillos indicadores se activan de manera adecuada.

Tuberías de transporte de vapor de agua: se observó corrosión en los conectores metálicos en T y zonas con poco o nada de recubrimiento anticorrosivo de la tubería de transporte de vapor, que pasa por la parte posterior de la caldera. Sobre las tuberías se encontraron manchas de óxido provenientes de la corrosión interna y debido a la humedad del lugar.

Tuberías de transporte de agua de alimentación: el agua de alimentación es almacenada en el tanque, que a través de una motobomba es inyectada a presión y la distribuye por la tubería al interior de la caldera. Las tuberías se encontraron con corrosión en las uniones, codos y en la parte de rosca de tubería con manchas de óxido y humedad de lodos que son transportados al interior de la caldera.

Tubería de transporte de gas combustible: presenta buena condición superficial sin evidencias de corrosión, abolladuras, golpes, desgaste del recubrimiento o quebraduras; las conexiones y válvulas se encontraban en buen estado.

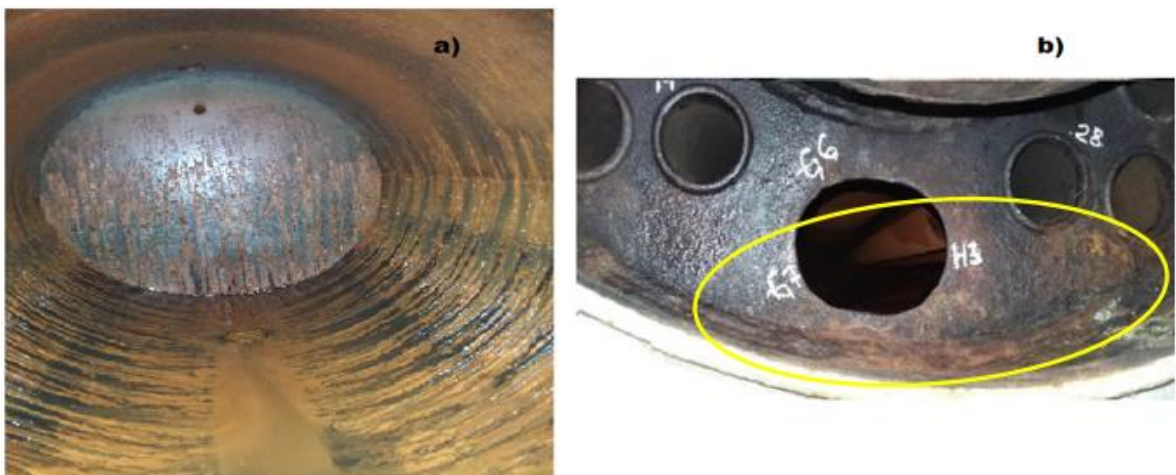
Tubería de transporte de humos: Se observa corrosión en la unión con la caldera y demás tramos, con desprendimientos de capas de óxidos, desgaste del

recubrimiento anticorrosivo, deterioro en los tornillos y tuercas. La soldadura que hace parte de la unión de la tubería presenta corrosión (ver anexo A Fig. 2). El medidor de temperatura ubicado en la tubería de la salida de humos se encuentra fuera de servicio.

Tubo de nivel Pyrex de la caldera o McDonald: se verificaron los controles automáticos de funcionamiento y de condición límite, éstos están en buen estado, pero el agua que marca el nivel actual presenta suciedad y partículas en suspensión producto de las impurezas presentes en el agua.

Tanque de almacenamiento de agua: Se encuentra en perfectas condiciones superficiales con la motobomba de inyección (ver Anexo A Fig. 3). Cuando se abrió el tanque para su respectiva limpieza de mantenimiento se evidenció corrosión severa con pérdida de metal considerable en las paredes laterales y en el fondo como se observa en la Fig. 6a. Es de resaltar que todos los residuos de corrosión son arrastrados hacia el hogar de la caldera, los cuales promueven la posterior formación de incrustaciones, depósitos y corrosión sobre las tuberías.

Figura 2. a) Estado actual del tanque de almacenamiento de agua, b) Corrosión en placa tubo frontal.



4.2.2 Resultados de la Inspección visual interna. La inspección visual interna en la zona de fuego produjo los siguientes resultados:

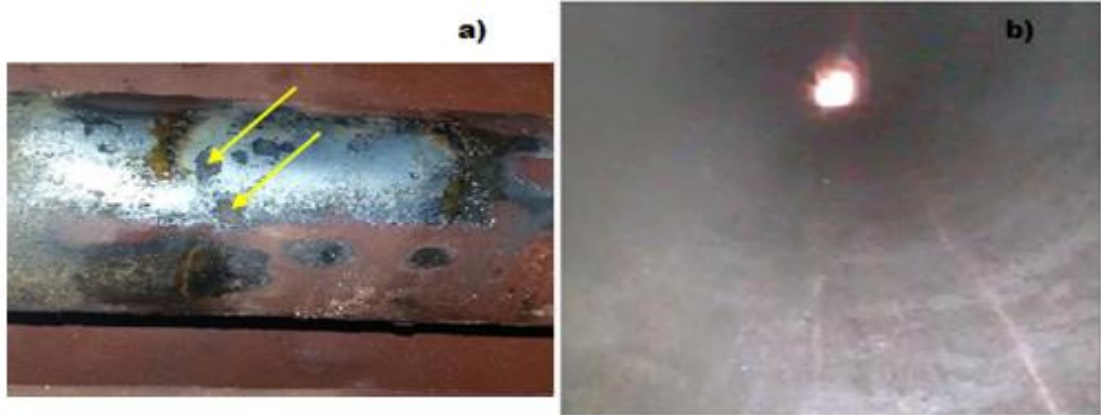
Placa tubo: En la fig. 6b se observa la oxidación del metal en la zona inferior de la placa tubo frontal en el borde H₃, debido al depósito permanente de agua y la sedimentación de partículas durante el funcionamiento del equipo. En la placa posterior se evidencia un estado de oxidación superficial, más específicamente en la zona de los cordones de soldadura de las tuberías termoconductoras, como se muestra en el Anexo A Fig. 4.

Hogar o cámara de combustión: se encontraron pocas áreas corroídas producto de los gases de combustión en la superficie interna (ver Anexo A Fig. 5), pero en la superficie expuesta al agua está totalmente cubierta de lodos y depósitos.

Tubos termoconductores o tubos de fuego: se hallaron con la presencia de depósitos e incrustaciones en la superficie de color marrón, ocasionados por las impurezas en el agua que al evaporarse, el contenido elevado de sales minerales o/y iones se precipitan y solidifican en la superficie de las tuberías a alta temperatura y presión ocasionando sobrecalentamientos, fragilidad y alteración de sus características de resistencia, como lo evidencia el tubo termoconductor N°3 en la Fig. 7a, dos picaduras a veinte milímetros de distancia entre ellas, las cuales se midieron con una galga V-Wac gage marcando una profundidad de 0.5 (mm) y 1.5 (mm) con un pérdida de espesor de 11,9% y 35,7% respectivamente.

La inspección visual al interior de la caldera en la superficie en contacto con el agua, como lo son los tubos termoconductores, el hogar y las placas tubos, evidencia una capa de depósitos altamente adherida y con mayor efecto en el fondo, como se observa en el anexo A Fig. 6-9. Estos depósitos acumulados en el fondo de la caldera forman cúmulos de espesor considerable. Ver en el anexo A Fig. 10.

Figura 3. a) Picaduras halladas en el tubo termoconductor N°3, b) Superficie interna de tubo termoconductor inspeccionado mediante video-boroscopia digital



En la Fig. 7b se observa el interior de los tubos mediante video-boroscopia digital, el cual presento buen estado superficial en el lado de fuego, sin presencia de depósitos adheridos o fenómenos corrosivos que comprometan la integridad de las tuberías.

Refractario: el material refractario se encuentra en buen estado, no hay desprendimientos como se muestra en el anexo A Fig. 11 compuerta posterior de la caldera. Se presentan algunos deterioros en los aislamientos y sellos térmicos a causa de la humedad y calor, pero en el mantenimiento previo los cambiaron.

En la siguiente tabla 6 se muestran los defectos encontrados por medio de inspección visual:

Tabla 4. Defectos visuales encontrados.

Partes Inspeccionadas Visualmente	Defectos
Tuberías de transporte de vapor de agua	Corrosión Uniforme leve
Tuberías de transporte de agua de alimentación	Corrosión Uniforme moderada
Tubería de transporte de humos	Corrosión Uniforme leve
Tanque de almacenamiento de agua	Corrosión Uniforme severa
Placa tubo	Corrosión Uniforme leve
Hogar	Corrosión Uniforme leve
Tubos termoconductores	Incrustaciones gruesas y picaduras

4.3 INSPECCIÓN MEDIANTE MEDICIÓN DE ESPESORES

En esta etapa se determinaron los espesores más relevantes mediante una comparación con los espesores nominales de diseño o en base a las normas de construcción. No se conoce el valor exacto del espesor nominal de diseño para los tubos termoconductores y el tanque de almacenamiento de agua. No se cuenta con los planos iniciales ni informes anteriores, por lo cual estos valores se aproximaron a los espesores hallados en las zonas donde no se evidenciaba ningún daño, hasta obtener la presencia de varios valores de espesor repetitivos. La evaluación de las lecturas relevantes de espesor se hace de acuerdo a la norma API 510 [20].

Para la evaluación de los resultados más relevantes, la norma API 510 establece que la velocidad de corrosión (VC) se determina por la diferencia entre el espesor inicial (*t nominal*) y espesor medido en el momento de la inspección (*t mínimo*), dividido para el intervalo de tiempo entre las lecturas. El resultado de la evaluación se presenta en la tabla 4. Además, se calculó el % en pérdida de espesor que ha tenido.

Tabla 5. Evaluación del % en pérdida del espesor y la velocidad de corrosión.

Descripción	<i>t mín</i> (mm)	<i>t nom</i> (mm)	% Perd	VC (mm/a año)
Placa tubo lado Posterior	9,245	9,525	2,9	0,031
Placa tubo lado Frontal	9,271	9,525	2,6	0,028
Tubo 1 lado Frontal	3,835	4,191	8,4	0,039
Tubo 2 lado Frontal	3,708	4,191	11,5	0,053
Tubo 3 lado Frontal	4,013	4,191	4,2	0,0097
Tubo 15 lado Posterior	4,020	4,191	4	0,0019
Tubo 16 lado Posterior	3,848	4,191	8,2	0,038
Tubo 17 lado Posterior	3,962	4,191	5,4	0,025
Tubo 14 lado Frontal	4,064	4,191	3	0,014
Tubo 28 lado Frontal	4,064	4,191	3	0,014
Placa vaso Presión lado Posterior	6,35	6,35	0	0
Placa vaso Presión lado Frontal	6,324	6,35	0,4	0,0028
Hogar lado Posterior	11,938	12,192	2,1	0,028
Hogar lado Frontal	12,192	12,192	0	0
Hogar lado Frontal	11,988	12,192	1,6	0,023
Hogar lado Frontal Sup. Interna	11,679	12,192	4,2	0,057
Hogar lado Posterior Sup. Interna	11,98	12,192	1,6	0,023
Tanque de Almacenamiento de Agua	1,524	4,7625	68	0,35

Con los valores de los espesores mínimos más relevantes y el porcentaje de pérdida de espesor evaluados, se determinó que la caldera no presenta velocidades de corrosión que se consideren elevadas en las placas tubo, en los tubos termoconductores (zona de aproximadamente 40 (cm) que se tenía acceso) y el hogar. Se encuentra en muy buen estado la placa vaso presión al no presentar pérdidas de espesor considerables, favoreciendo la integridad del cuerpo de la caldera.

El tanque de almacenamiento de agua presenta una elevada velocidad de corrosión, con una pérdida de espesor crítico en las zonas laterales. Se observan

en la figura 6a, los desprendimientos de metal que han tenido lugar en el interior del tanque, causados por la reacción de oxidación que produce la cantidad de oxígeno en el agua y el contenido de impurezas presentes que se depositan en el fondo y en las paredes por largos periodos de tiempo [21]. Además, se analizó y se explica en los siguientes apartados la influencia de la dureza del agua que ingresa al tanque para ser almacenada sin ningún tipo de tratamiento o reductores de oxígeno, para posteriormente alimentar el interior de la caldera.

4.4 INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS

En el anexo A Fig. 13, se presenta el montaje con el que se realizó el método de partículas magnéticas sobre los cordones de soldadura de anclaje de los 28 tubos termoconductores en las placas tubos frontal y posterior. Las soldaduras fueron evaluadas teniendo en cuenta grietas.

Durante la inspección se utilizó luz ultravioleta para visualizar la existencia de indicaciones, con partículas húmedas fluorescentes sobre los cordones de soldadura por corriente alterna y directa, no se evidenció daño alguno sobre la superficie y no presentan discontinuidades de proceso o de servicio que afecte el funcionamiento de la caldera.

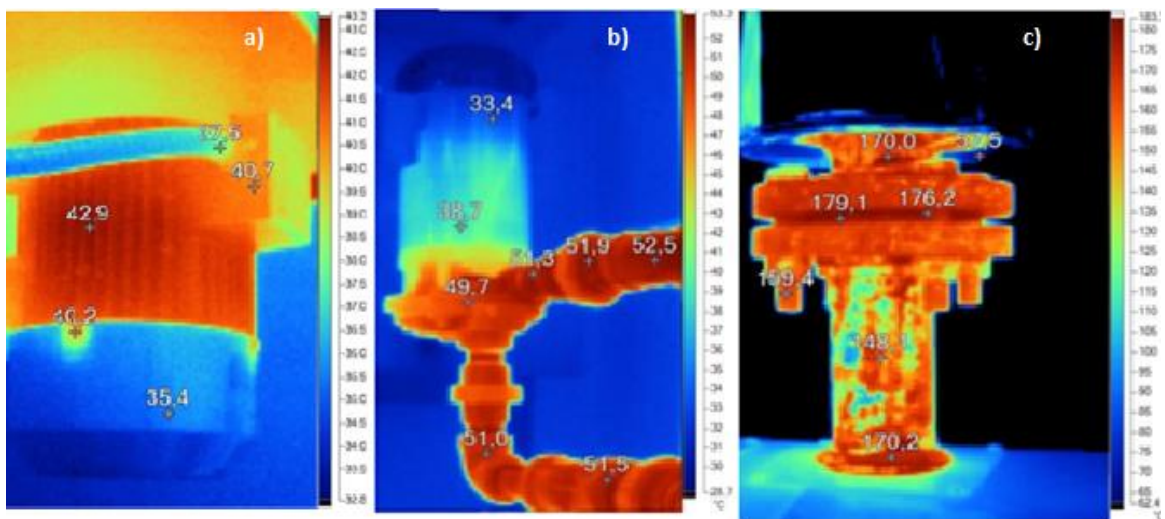
4.5 INSPECCIÓN POR TERMOGRAFÍA INFRARROJA

Con el fin de determinar zonas con concentración de calor, se realizó una inspección con una cámara de termografía en dos horas de funcionamiento diferentes; la primera a las 9:00 de la mañana, donde es una hora crítica en cocina de Bienestar Universitario con alta demanda de vapor, y la segunda a las 11:00 de

la mañana, con un desempeño menor; los resultados de ambos registros se analizaron y no presentan diferencias térmicas.

La placa tubo frontal presenta uniformidad respecto a su temperatura sobre los 150°C y la placa tubo trasera se observa una temperatura promedio de 380°C, la cual es su condición de operación debido a su cercanía con la zona de combustión.

Figura 4. a) Motor de inyección de aire a la caldera, b) Bomba de inyección de agua, c) Tubería de salida de vapor, inspeccionadas a las 11:00 am



Un elemento de interés a analizar es el motor de inyección de aire, como se muestra en la Figura 8a, registrando una temperatura máxima de 42,9°C en la carcasa del motor, debido a una transferencia de calor durante el funcionamiento proveniente del embobinado del rotor. Otro elemento trascendental es la tubería de salida de vapor, en la Figura 8c se observa que la temperatura aproximada de trabajo era de 179,1°C, presentando variantes de temperatura producto del cambio de sección o de la corrosión en la unión.

También se observa en el anexo A Fig. 18 que el nivel de agua tubo Pyrex “Macdonall” concentra calor en todo el componente uniformemente sin sobrecalentamientos, alcanzando una temperatura máxima de 160°C. En el tablero de control eléctrico existen algunas zonas con sobrecalentamientos en las conexiones eléctricas y contactores, correspondientes al motor del ventilador de inyección de aire a la caldera, como se observa en el anexo A Fig. 16.

La chimenea muestra una temperatura máxima de 122°C y una distribución de temperatura uniforme. La evacuación de humos de la caldera es aceptable como se muestra en el anexo A Fig. 14, pero el indicador de la temperatura de la tubería se encuentra averiado.

Se inspeccionaron también elementos adicionales como tuberías, uniones y válvulas analizados en el anexo A Fig. 15, donde existen zonas con acumulación de calor, pero son debido al cambio de sección, alcanzando una temperatura de trabajo hasta 150°C. Así mismo, en la figura 8b se muestra la bomba de inyección de agua y sus tuberías, las cuales no presentaron zonas de concentración de calor durante la operación. La tubería de recuperación de agua opera con una temperatura aproximadamente de 52°C. Por último, se observó que, en el tanque de almacenamiento de agua, ver el anexo A Fig. 17, la distribución térmica es uniforme suministrando agua a temperatura aproximada de 73.5°C al interior de la caldera. No se observan fugas ni escape de gases en ningún componente.

4.6 DETERMINACIÓN DE DUREZA DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN

Este estudio se realizó sobre las recomendaciones de la Norma Británica BS – 2486 y la norma ABMA (American Boiler Manufacturing Association) [22], en la tabla 9 se presentan los requerimientos que debe satisfacer el agua de alimentación para prevenir incrustaciones y corrosión en calderas de baja presión

(aprox. 145 psi), con los respectivos valores encontrados en el análisis realizado en el Laboratorio de Ingeniería Química y los reportados por el Laboratorio de Control de Calidad de Aguas de la AMB (ver anexo C).

Tabla 6. Requerimientos agua alimentación calderas vapor según BS 2486 comparados con datos encontrados en laboratorio.

PARÁMETRO	VALOR REQUERIDO BS 2486	Lab. De Ing. Química	Lab. De Calidad del agua AMB
Dureza total	< 2 ppm	60 ppm	78,5 ppm
Contenido total de hierro	< 0,05 mg/l	--	< 0,12 mg/l
Alcalinidad total	< 25 ppm	--	< 53,1 ppm
pH a T° ambiente	8,5 – 9,5	6,8	7,31
Condición general	Incoloro, claro y libre de agentes insolubles	Color y olor aceptables	Color y olor aceptables

La dureza del agua cuantifica principalmente la suma de las concentraciones de calcio y magnesio. Con los resultados obtenidos se evidencia una calidad de agua con pH neutro y muy dura. Además, excede por el doble en contenido de alcalinidad y de hierro. La dureza total presente en comparación con el valor requerido es excesiva, por encima del 3000%, aumentando potencialmente las incrustaciones y depósitos difíciles de remover sobre las superficies de transferencia de calor. Por lo anterior, el agua de alimentación de la caldera no es apta para dicho trabajo y es necesario un sistema de tratamiento químico de agua de alimentación.

El tratamiento del agua de una caldera de vapor es fundamental para asegurar una larga vida útil libre de problemas operacionales, reparaciones de importancia y accidentes. El aseguramiento de la calidad del agua en el tanque de almacenamiento y de la caldera se consigue cumpliendo con los requerimientos

de las normas ya mencionadas, que definen los límites recomendados para los parámetros involucrados en el tratamiento del agua.

4.7 FALLAS POTENCIALES IDENTIFICADAS

Con el análisis de los END aplicados y teniendo en cuenta el parámetro de tiempo, en el cual la caldera y el tanque de almacenamiento de agua han estado en funcionamiento continuo por 9 años, se plantea que las principales fallas potenciales identificadas son: fuertes incrustaciones, depósitos y los fenómenos corrosivos por oxígeno. Los tres factores críticos que rigen el proceso de la corrosión por oxígeno son: la presencia de humedad o de agua, la presencia de oxígeno disuelto y una superficie metálica no protegida. [23]

Los efectos de las fallas potenciales analizadas son el resultado del arrastre de partículas, sales disueltas e impurezas presentes en el agua de alimentación, las cuales causan corrosión superficial en el interior de la caldera y corrosión uniforme severa en el tanque de almacenamiento. Allí los óxidos de hierro son desprendidos de las paredes del tanque, lo que genera un fluido altamente corrosivo que es suministrado a la caldera y favoreciendo las incrustaciones.

La presencia de incrustaciones en la caldera es grave, ya que su baja conductividad térmica actúa como aislante, provocando sobrecalentamiento de las superficies de los tubos y causando una disminución en propiedades mecánicas del metal (dureza y resistencia) y pérdidas de eficiencia en la generación de vapor. Los depósitos de impurezas del agua y los productos de corrosión interactúan para incrementar las velocidades de formación de nuevos depósitos con una capa más dura y tenaz. Una cantidad relativamente pequeña de depósito puede hacer que las temperaturas de la pared del metal se eleven de forma considerable,

disminuyendo el flujo de calor y causando potencialmente sobrecalentamientos y rotura [24].

La exposición del tanque de almacenamiento (acero de bajo carbono) a factores como el oxígeno disuelto y las altas concentraciones de calcio y magnesio que contiene el agua, potencializan un mecanismo de falla, porque las impurezas se depositan en el fondo y en las paredes, como se observa en la Fig. 6a, generando con el oxígeno de los depósitos, deterioro de la capa protectora del acero con una pérdida de 68 % espesor. Después del mantenimiento de limpieza realizado al tanque (ver anexo A Fig. 12) se observa que la superficie metálica no cuenta con protección.

La corrosión superficial por humedad atacó pequeñas áreas de la parte interna de la caldera, como se observa en la placa tubo frontal en la Fig. 6b. La corrosión localizada presentada en la Fig. 7a, corresponde a las dos picaduras halladas en el tubo termoconductor N°3 con pérdidas de 11,9% y 35,7% en espesor, ocasionadas por las fuertes incrustaciones y la acción del oxígeno, las cuales están en una zona de alta velocidad de corrosión desarrollando una posible fuga de agua hacia los gases calientes, bajando el rendimiento de la caldera y generando su apagado.

Se destaca que en el último mantenimiento realizado en el año 2016 la caldera cumplió la prueba de presión hidrostática de 150 psi por (2) horas sin reportar caídas de presión.

4.8 ACCIONES PREVENTIVAS DE FALLAS POTENCIALES IDENTIFICADAS

Las acciones de prevención planteadas para la caldera se fundamentan básicamente en los análisis de las fallas potenciales identificadas por medio de la inspección visual, la medición de espesores y el análisis de dureza del agua.

4.8.1 Acciones preventivas de fallas potenciales externas. Para mitigar la corrosión externa en el cuerpo de la caldera y en las tuberías, se debe utilizar recubrimiento anticorrosivo resistente a altas temperaturas, procurando mantener la superficie seca, libre de humedad y el lugar limpio objetos incendiarios.

4.8.2 Acciones preventivas ante las incrustaciones y depósitos. La formación de incrustaciones en una caldera puede ser prevenida satisfaciendo los requerimientos del agua de alimentación incluidos en la tabla 9. La primera medida es un tratamiento de agua realizado antes de entrar al interior de la caldera, conocido como ablandador o suavizador de agua, equipo que reduce el contenido de sales minerales por medios mecánicos, químicos y electrónicos.

Es necesario realizar los respectivos procesos de purga de sólidos regularmente y de manera efectiva a la caldera y al tanque de almacenamiento, para eliminar el exceso de depósitos acumulados en el interior y así evitar incrustaciones, arrastres de óxidos y espumas. En el caso de que estas partículas no sean removidas, se corre el riesgo de obstruir las líneas de purga de fondo, con lo que el problema puede tornarse aún más grave. [25]

4.8.3 Acciones preventivas para el control de la corrosión por oxígeno. La eliminación de una parte del oxígeno disuelto en el agua se puede realizar de forma mecánica precalentado el fluido y mediante agregados químicos en el tanque. El agregado más utilizado es el sulfito de sodio [26]. Por último, verificar el funcionamiento de los purgadores de vapor con el propósito de eliminar gases no

condensables como el oxígeno y dióxido de carbono, además de evacuar las partículas abrasivas.

Para controlar la corrosión interna de las tuberías de transporte se procura en lo posible transportar un vapor totalmente seco 100% sin impurezas, esto se logra por medio de filtros y trampas de vapor.

5. CONCLUSIONES

A partir de la metodología planteada en la presente investigación se puede concluir:

Se lograron definir los daños presentes en la caldera pirotubular de Bienestar Universitario UIS, en la que se identificaron fuertes incrustaciones en la zona en contacto con agua, grandes depósitos en el fondo del recipiente, corrosión superficial y corrosión localizada.

Se determinó que la caldera no presenta zonas críticas, pero si presenta mecanismos de daño avanzado como las picaduras con pérdida de espesor nominal de 11,9% y 35,7% en el tubo termoconductor N°3, producto de la fuerte capa de incrustaciones y el oxígeno generando la corrosión localizada. Las picaduras actúan como sitios de concentración de esfuerzos. El área de inspección al interior de la caldera en la zona de contacto con el agua, a la que se tenía acceso fue muy limitada y es muy probable que existan más mecanismos de daño avanzado o mayores pérdidas de espesor que comprometan la integridad del equipo, por este motivo se identificaron posibles acciones que permitan controlar estas posibles fallas. El tanque de almacenamiento de agua de alimentación está en un estado crítico con pérdidas de espesor del 68%, comprometiendo todo el proceso de generación de vapor.

Las soldaduras de anclaje de las tuberías termoconductoras están en buen estado, sin presencia de grietas. En la observación de imágenes térmicas del tablero eléctrico se registró un sobrecalentamiento en el contactor y cables de conexión eléctrica correspondientes al motor del ventilador de inyección de aire a la caldera

La dureza del agua que actualmente ingresa a la caldera supera excesivamente la recomendada, causante directa de la formación de incrustaciones sobre la superficie de los componentes en contacto con el agua y depósitos en el fondo.

Después de analizar los efectos de las fallas potenciales identificadas por medio de los ensayos no destructivos se elaboró una serie de acciones preventivas en base a las fallas presentes en los puntos críticos evaluados, con el fin de controlar el avance progresivo y reducir los riesgos, se concluye que el componente puede seguir en servicio bajo condiciones de inspección programadas y dando cumplimiento a las acciones preventivas descritas. Para seguir con este objetivo se debe realizar inspecciones visuales y medición de espesores en un tiempo no mayor a 1 año, en las zonas críticas identificadas para evaluar las acciones preventivas y la integridad del equipo.

6. RECOMENDACIONES

Instalar un tratamiento de agua adecuado antes de suministrarla a la caldera, por medio de un equipo suavizador de la dureza del agua y realizar semanalmente purgas de los sedimentos e impurezas del tanque de almacenamiento.

Cambiar a corto plazo el tanque de almacenamiento de agua que promueve potencialmente grandes depósitos, incrustaciones y fenómenos corrosivos al interior de las tuberías de transporte y la zona de interior de la caldera, por los desprendimientos de óxidos de hierro.

Verificar las conexiones eléctricas para asegurar un contacto adecuado de los cables sobrecalentados. Además, revisar el estado del contactor, comprobando que no hay daños en el aislante de los cables. Se deberán tomar nuevas imágenes termográficas una vez realizada la reparación.

Cuando se empiecen a aplicar las acciones preventivas sugeridas, se deberá verificar si las fallas potenciales identificadas continúan con el mismo avance, con relación a este propósito se recomienda llevar a cabo anualmente una inspección por medio de ensayos no destructivos para evaluar la integridad del equipo, con el apoyo de la escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales y el grupo GIMAT.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ROBERT D. PORT, Guía Nalco para el análisis de falla en calderas, Cap. 1 p. 1, México, 1997.

[2-3] PUENTES BARRERA F, Diseño de programa de mantenimiento mediante inspección NDT para red de tuberías principales de agua, vapor, aire y procesos de la empresa Carvajal, pulpa y papel, planta 1, Cali Colombia, 2011.

[4] PÉREZ C. EL Tiempo, 2007.

[5] GALÁN PINILLA C, Programa de inspección para la caldera de Bienestar Universitario de la UIS mediante ensayos no destructivos END, Bucaramanga Colombia, 2015.

[6] UCEDA MARTÍNEZ J, Calderas industriales eficientes guía básica, Cap. 3 p. 47, Madrid, España, 2012.

[7] ROBERT D. PORT, Guía Nalco para el análisis de falla en calderas, México, 1997.

[8] EXPOCALDERA, S.A., Expocalderas.com, México, Cap. 1 p. 10, 2013.

[9-10] UCEDA MARTÍNEZ J, Calderas industriales eficientes guía básica, Cap. 4 p. 50, Madrid, España, 2012.

- [11] UCEDA MARTÍNEZ J, Calderas industriales eficientes guía básica, Cap. 4 p. 51, Madrid, España, 2012.
- [12] ASME SECCIÓN V. Boiler and Pressure Vessel Code, 2013.
- [13] ASTM. 2015. ASTM E-797. Standar Practice for Measuring Thikchness by Manual Ultrasonic Pulse-Echo Contact Method.
- [14] API 510. 2006. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration.
- [15] ASTM. 2015. ASTM E-709. Standar Practice for Measuring Thikchness by Standard Guide for Magnetic Particle Testing.
- [16] ASME SECCIÓN V SECCION J. Boiler and Pressure Vessel Code, 2013.
- [17] ARNULFO OELKER B, tratamiento de aguas de caldera, thermal engineering ltda, Chile. 2016.
- [18] ASTM A 285 GR-C, Standard specification for pressure vessel plates, carbón Steel, low-and intermediate-tensile strength, 2012.
- [19] ASME B-31.3. Boiler and Pressure Vessel Code, 2013.
- [20] API 510. 2006. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration. 510.
- [21] ALBA GONZALES. M, MARTÍNEZ SÁNCHEZ. D Y SANDOVAL CARRILLO. A, Análisis de riesgos del tratamiento del agua para calderas, México, 1999.

[22] ARNULFO OELKER B, tratamiento de aguas de caldera, thermal engineering ltda, Chile. 2016.

[23] ROBERT D. PORT, Guía Nalco para el análisis de falla en calderas, Cap. 1, México, 1997.

[24] ROBERT D. PORT, Guía Nalco para el análisis de falla en calderas, Cap. 2, México, 1997.

[25] MEDINA D, Mantenimiento preventivo y correctivo para un caldero de 120 hp. Universidad Técnica de Ambato, Tungurahua Ecuador, 2011.

[26] ESTELLA. M RICARDO, corrosión en calderas, Santiago, Chile, 2009.

[27] JAIMES PINEDA A, Desarrollo de una metodología para la evaluación de integridad y extensión de vida útil de calderas pirotubulares, basada en inspección y mantenimiento, implementada a la caldera de bienestar universitario de la UIS, Bucaramanga Colombia, 2010.

[28] PILCO PILCO E, Análisis, evaluación y prevención de fallas potenciales mediante medición de espesores por ultrasonido en base a la norma ASTM E-797 y bajo la aplicación de la norma API 570, en la caldera y sistema de vapor del hospital del IESS en la ciudad de Riobamba, Riobamba Ecuador, 2014.

[29] WARREN MCGONNAGLE J. International advances in Nondestructive Testing, p 114, 1987.

[30] CHARLES N. JACKSON & CHARLES N. SHERLOCK. Thermographic leak testing, Nondestructive Testing Handbook. Editing by Patrick O. Moore. Vol. 1. American Society for Nondestructive Testing, 1997.

[31] AMBA BS – 2486. 1997. Recommendations for treatment of water for stream boilers and water heaters.

BIBLIOGRAFÍA

AMBA BS – 2486. Recommendations for treatment of water for steam boilers and water heaters. 1997.

API 510.. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration. 2006

ASME B-31.3. Boiler and Pressure Vessel Code, 2013.

ASME SECCIÓN V SECCION J. Boiler and Pressure Vessel Code, 2013.

ASME SECCIÓN V. Boiler and Pressure Vessel Code, 2013.

ASTM A 285 GR-C, Standard specification for pressure vessel plates, carbón Steel, low-and intermediate-tensile strength, 2012.

ASTM. ASTM E-709. Standar Practice for Measuring Thikchness by Standard Guide for Magnetic Particle Testing. 2015.

ASTM. ASTM E-797. Standar Practice for Measuring Thikchness by Manual Ultrasonic Pulse-Echo Contact Method. 2015.

CHARLES N. JACKSON & CHARLES N. SHERLOCK. Thermographic leak testing, Nondestructive Testing Handbook. Editing by Patrick O. Moore. Vol. 1. American Society for Nondestructive Testing, 1997.

ESTELLA. M RICARDO, corrosión en calderas, Santiago, Chile, 2009.

EXPOCALDERA, S.A., Expocalderas.com, México, Cap. 1 p. 10, 2013.

GALÁN PINILLA C, Programa de inspección para la caldera de Bienestar Universitario de la UIS mediante ensayos no destructivos END, Bucaramanga Colombia, 2015.

GONZALES. M, Alba MARTÍNEZ SÁNCHEZ. D Y SANDOVAL CARRILLO. A, Análisis de riesgos del tratamiento del agua para calderas, México, 1999.

JAIMES PINEDA A, Desarrollo de una metodología para la evaluación de integridad y extensión de vida útil de calderas pirotubulares, basada en inspección y mantenimiento, implementada a la caldera de bienestar universitario de la UIS, Bucaramanga Colombia, 2010.

MEDINA D, Mantenimiento preventivo y correctivo para un caldero de 120 hp. Universidad Técnica de Ambato, Tungurahua Ecuador, 2011.

OELKER B, Arnulfo tratamiento de aguas de caldera, thermal engineering Ltda, Chile. 2016.

OELKER B, Arnulfo tratamiento de aguas de caldera, thermal engineering Ltda, Chile. 2016.

PÉREZ C. EL Tiempo, 2007.

PILCO PILCO E, Análisis, evaluación y prevención de fallas potenciales mediante medición de espesores por ultrasonido en base a la norma ASTM E-797 y bajo la aplicación de la norma API 570, en la caldera y sistema de vapor del hospital del IESS en la ciudad de Riobamba, Riobamba Ecuador, 2014.

PUENTES BARRERA F, Diseño de programa de mantenimiento mediante inspección NDT para red de tuberías principales de agua, vapor, aire y procesos de la empresa Carvajal, pulpa y papel, planta 1, Cali Colombia, 2011.

ROBERT D. PORT, Guía Nalco para el análisis de falla en calderas, México, 1997.

UCEDA MARTÍNEZ J, Calderas industriales eficientes guía básica, Cap. 4 p. 51, Madrid, España, 2012.


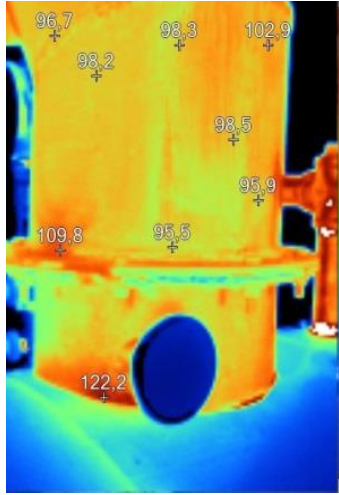
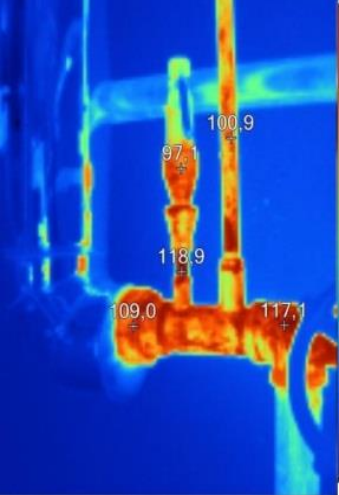

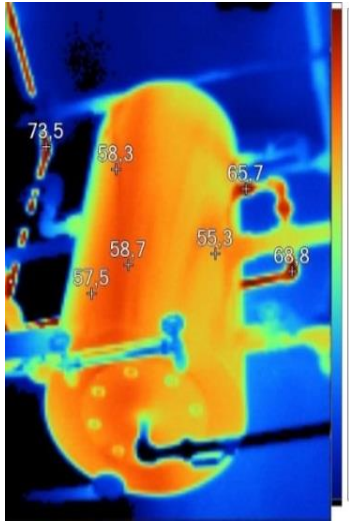
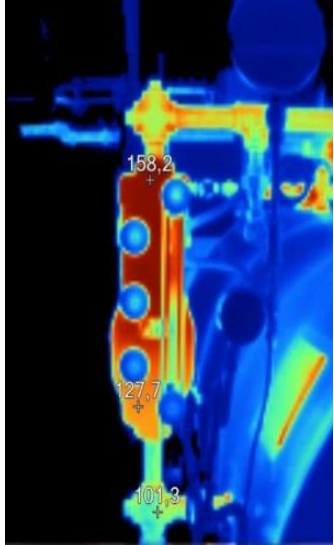
WARREN MCGONNAGLE J. International advances in Nondestructive Testing, p 114, 1987.

ANEXOS

ANEXO A. Registro fotográfico

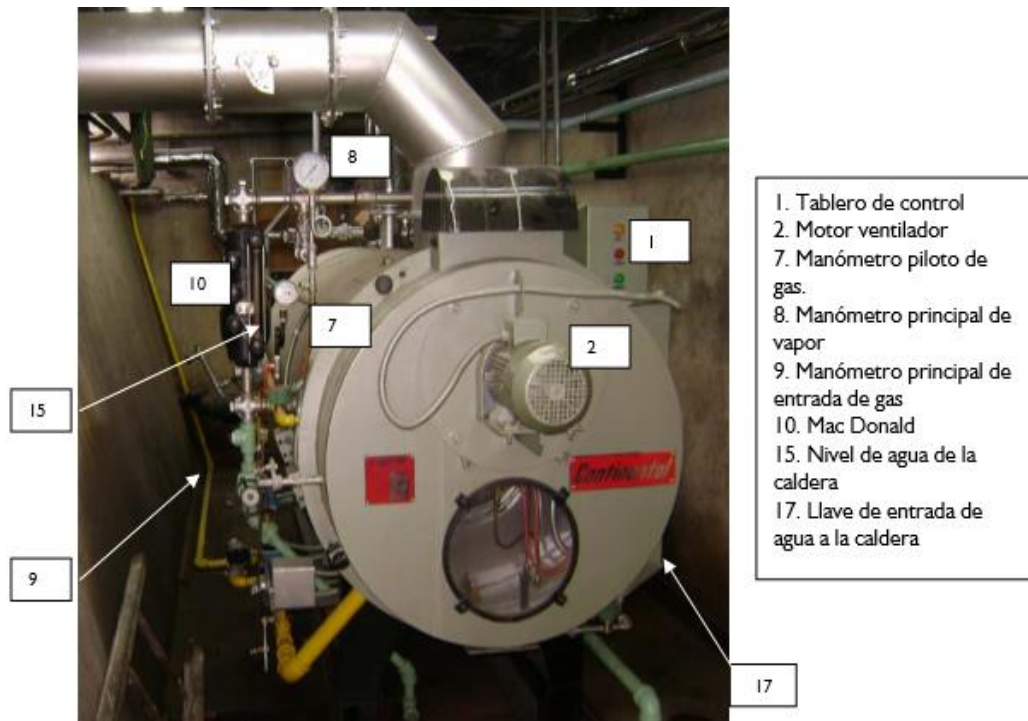
<p>Fig. 1: <i>Lugar de operación, cuarto de máquinas.</i></p>	<p>Fig. 2: <i>Tubería de transporte de humos.</i></p>	<p>Fig. 3: <i>Tanque de almacenamiento de agua.</i></p>
		
<p>Fig. 4: <i>Estado superficial de los cordones de soldadura en la placa tubo posterior.</i></p>	<p>Fig. 5: <i>Zona de combustión del hogar.</i></p>	<p>Fig. 6: <i>Superficie cubierta de incrustaciones en el interior de la caldera.</i></p>
		

<p>Fig. 7: Depósitos en la superficie inferior en el interior de la caldera.</p>	<p>Fig. 8: Acumulación de depósitos en la superficie inferior de la caldera.</p>	<p>Fig. 9: Tubos termoconductores cubiertos de impurezas.</p>
		
<p>Fig. 10: Depósito de agua encontrada en el fondo del interior de la caldera.</p>	<p>Fig. 11: Compuerta refractaria trasera.</p>	<p>Fig. 12: Tanque de Almacenamientos después de limpieza.</p>
		

<p>Fig. 13. Montaje de partículas magnéticas</p>	<p>Fig. 14: Chimenea o ducto de salida de gases.</p>	<p>Fig. 15: Tuberías, válvulas y manómetro.</p>
		
<p>Fig. 16: Tablero de control eléctrico.</p>	<p>Fig. 17: Tanque de almacenamiento de agua.</p>	<p>Fig. 18: Indicador de nivel de agua Macdonall</p>
		

ANEXO B. Elementos de la caldera

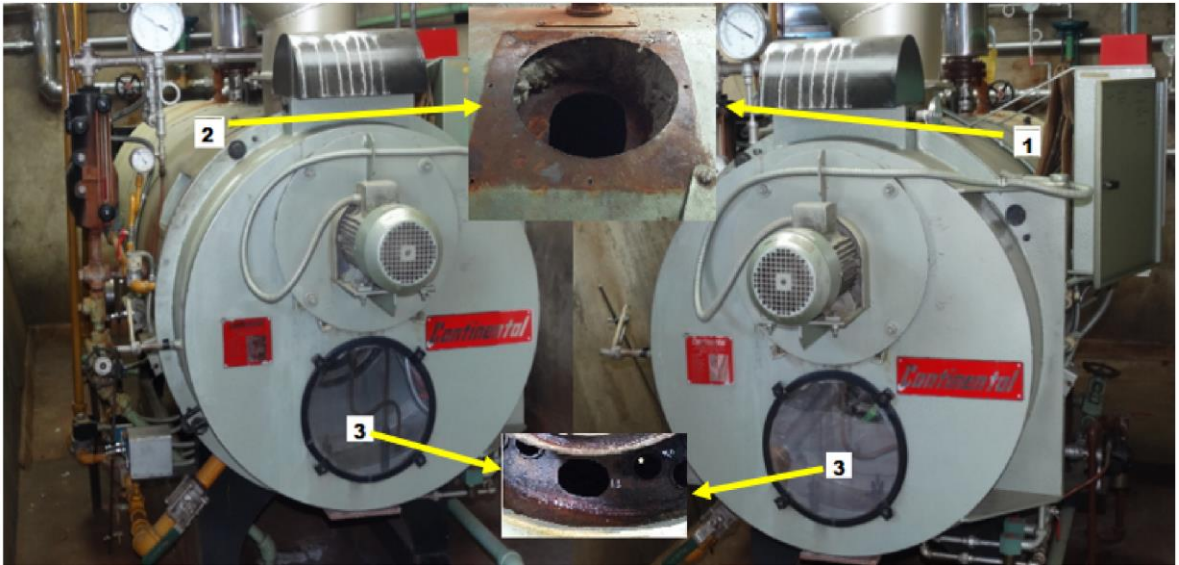
Fig. 1. Vista frontal de la Caldera



Fuente: INSTRUCTIVO DE OPERACIÓN DE LA CALDERA Código:

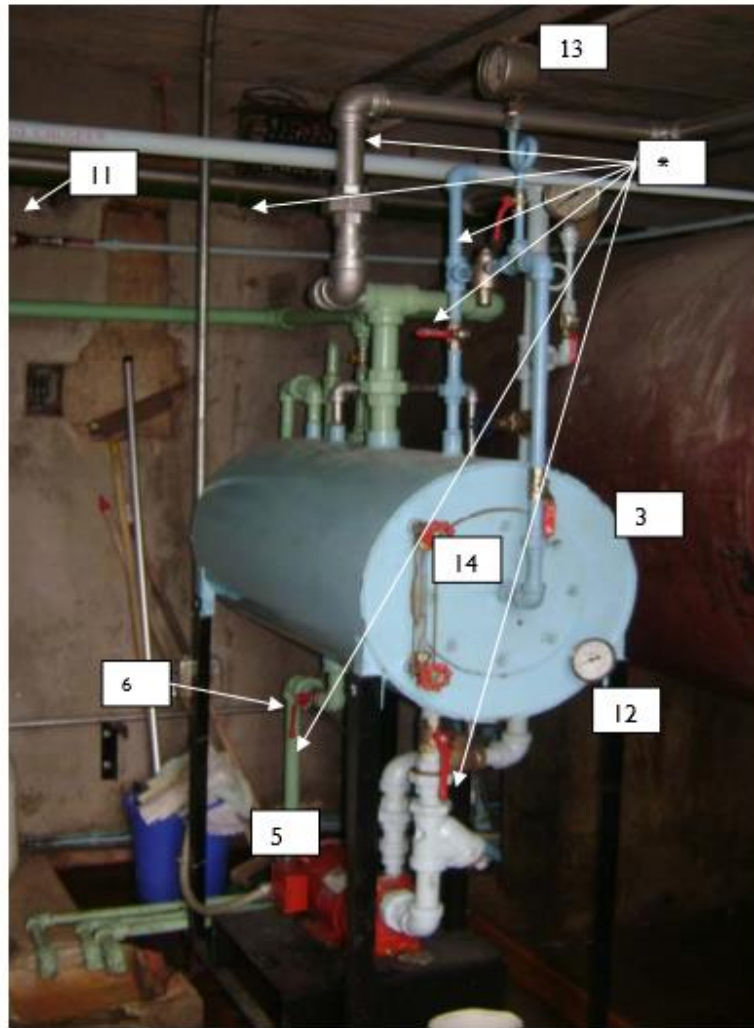
IBE.04Versión: 01

Fig. 2. Ubicación de los Handholds



1. Handhold ₁ 2. Handhold ₂ 3. Handhold ₃


Fig. 3. Vista Frontal tanque de almacenamiento de agua, motobomba y tuberías.



- 3. Tanque de alimentación de agua
- 5. Bomba de agua
- 6. Llave de drenaje de agua del tanque de alimentación
- 11. Llave principal de paso de agua de entrada al cuarto.
- 12. Termómetro del tanque de alimentación
- 13. Manómetro presión bomba de agua
- 14. Nivel de agua del tanque de alimentación
- *Tuberías de entrada y salida de agua a la caldera y drenajes del tanque.

Fuente: INSTRUCTIVO DE OPERACIÓN DE LA CALDERA Código: IBE.04Versión: 01

ANEXO C. Informe laboratorio de Calidad de Aguas AMB

No Aplica		CALIDAD FISICOQUIMICA Y MICROBIOLOGICA PROMEDIO MENSUAL DEL AGUA TRATADA RED DE DISTRIBUCION										LABORATORIO DE CONTROL CALIDAD AGUAS											
F CC 507-006 Rev.:1																							
MUNICIPIO:		BUCARAMANGA					AÑO:					2016											
PARAMETROS	MES	Parámetros Fisicoquímicos										Parámetros Microbiológicos			Σ IRCA MENSUAL %								
		No. Muestras Fisicoquímicas	Cloro residual mg Cl ₂ /L	Turbiedad UNT	Color Aparente Unidades Pt-Co	pH Unidades de pH	Conductividad μS/cm	Olor 0: Aceptable 1: No Aceptable	Sabor 0: Aceptable 1: No Aceptable	Aluminio mg Al/L	Alcalinidad mg CaCO ₃ /L	Dureza mg CaCO ₃ /L	Cloruros mg Cl/L	Sulfatos mg SO ₄ /L		Hierro mg Fe/L	Nitratos mg NO ₃ /L	Nitritos mg NO ₂ /L	No.de Muestras Microbiológicas	Recuento heterótrofo en placa UFC/100ml	Coliformes Totales UFC/100ml	E. coli UFC/100ml	
	Enero	90	0,95	1,0	8,1	7,29	208	0	0	0,08	81,2	88,3	8,1	34,8	< 0,12	0,7	< 0,008	180	33	0	0	0,97	
	Febrero	87	0,95	0,88	5,5	7,29	223	0	1	0,05	58,9	90,9	5,4	36,0	< 0,12	0,9	< 0,008	174	56	0	0	0,75	
	Marzo	90	1,01	0,81	5,3	7,37	245	0	0	0,05	86,9	97,4	6,9	46,8	< 0,12	0,6	< 0,008	180	24	0	0	0,44	
	Abril	90	0,88	1,4	8,0	7,01	180	0	0	0,07	48,0	75,4	2,8	32,2	< 0,12	1,0	< 0,008	180	37	0	0	0,44	
	Mayo	98	0,82	1,6	9,1	7,05	145	0	0	0,08	42,5	71,5	3,9	26,5	0,17	0,8	< 0,008	186	73	0	0	1,03	
	Junio	90	0,91	1,0	8,2	7,34	157	0	0	0,05	54,3	70,8	3,5	21,9	< 0,12	0,7	< 0,008	180	22	0	0	0,44	
	Julio	113	0,95	0,53	3,8	7,62	180	0	0	0,04	58,1	76,6	4,8	29,8	< 0,12	0,7	< 0,008	186	51	0	0	0,00	
	Agosto	94	1,03	0,59	4,1	7,54	191	0	0	0,05	54,8	82,8	5,5	30,0	< 0,12	0,9	< 0,01	186	48	0	0	0,00	
	Septiembre	91	0,98	0,80	4,0	7,86	190	0	0	0,05	58,8	86,1	5,1	32,1	< 0,12	0,8	< 0,01	180	34	0	0	0,00	
	Octubre	93	0,88	1,0	6,7	7,30	185	0	0	0,06	50,7	71,0	4,2	23,7	< 0,12	1,0	< 0,01	186	52	0	0	0,28	
	Noviembre	90	0,90	1,2	8,4	7,05	143	0	0	0,08	37,7	65,4	3,4	26,1	< 0,12	1,2	< 0,01	180	16	0	0	0,44	
	Diciembre	87	0,89	1,4	7,8	7,24	142	0	0	0,06	46,9	88,2	3,2	25,4	< 0,12	0,8	< 0,01	174	28	0	0	1,06	
	PROMEDIO	93	0,93	1,0	6,1	7,31	181	0	0	0,06	53,1	78,5	4,6	30,4	< 0,12	0,8	< 0,01	181	40	0	0	0,49	
	RES. 2115/07	3/día	0,3-2,0	≤2	≤15	8,5-9,0	≤1000	ACEF	ACEF	0,2	200	300	250	250	0,3	10,0	0,1	6/día	100	0	0	0	0-5

Convenciones: mg/L: miligramos por litro. UNT: Unidades Nefelométricas de Turbiedad. Unidades Pt-Co: Unidades de Platino Cobalto. IRCA: Índice de Riesgo de Calidad del Agua. < : Léase como menor al límite de cuantificación.

Nota: El IRCA promedio, determinado en este periodo con los parámetros ensajados y establecidos en la Resolución 2115 de 2007, clasifica el agua "sin riesgo" y "apta para el consumo humano"



ISO/IEC 17025:2005
11-LAB-031

Revisó y Aprobó:


CARLOS MANUEL PARRA GOMEZ
Jefe Laboratorio Control Calidad Aguas
Químico Matrícula Profesional PQ-1520

Fuente: Laboratorio Control de Calidad Aguas AMB.