UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO

FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA

CARRERA DE MECÁNICA

TEMA:

"Desarrollo de un procedimiento de inspección termográfica infrarroja para la detección temprana de anomalías térmicas en calderas industriales, como herramienta de mantenimiento predictivo"

Trabajo de titulación, modalidad proyecto técnico, presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Mecánico, otorgado por la Universidad Técnica de Ambato.

AUTOR: Angelo Alexis Canseco Suárez

TUTOR: Ing. Carlos Mauricio Carrillo Rosero, Mg.

AMBATO – ECUADOR

2026

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Proyecto Técnico, previo a la obtención del Título de Ingeniero Mecánico, con el tema: **"DESARROLLO DE UN PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA INFRARROJA PARA LA DETECCIÓN TEMPRANA DE ANOMALÍAS TÉRMICAS EN CALDERAS INDUSTRIALES, COMO HERRAMIENTA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO"**, elaborado por el Sr. Angelo Alexis Canseco Suárez, portador de la cédula de ciudadanía C.C. 1850499334, estudiante de la Carrera de Mecánica, de la Facultad de Ingeniería Civil y Mecánica.

Certifico:

- Que el presente proyecto técnico es original de su autor.
- Ha sido revisado cada uno de sus capítulos componentes.
- Está concluido en su totalidad.

Ambato, junio 2026



Ing. Carlos Mauricio Carrillo Rosero, Mg.

C.C. 1802147890

TUTOR

AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Angelo Alexis Canseco Suárez, con C.C. 1850499334, declaro que todas las actividades y contenidos expuestos en el presente trabajo de titulación, modalidad proyecto técnico con el tema **"DESARROLLO DE UN PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA INFRARROJA PARA LA DETECCIÓN TEMPRANA DE ANOMALÍAS TÉRMICAS EN CALDERAS INDUSTRIALES, COMO HERRAMIENTA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO"**, así como sus análisis, parámetros, criterios, tablas, gráficas, conclusiones y recomendaciones son de mi exclusiva responsabilidad como autor del proyecto experimental, a excepción de las referencias bibliográficas citadas en el mismo. En virtud, el contenido, efectos legales y académicos que se desprenden del mismo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Ambato, junio 2026



Angelo Alexis Canseco Suárez

C.C. 1850499334

AUTOR

DERECHOS DE AUTOR

Autoriza a la Universidad Técnica de Ambato, para que haga de este Proyecto Técnico o parte de él, un documento disponible para su lectura, consulta, y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de mi Proyecto Técnico, con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este documento dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor.

Ambato, junio 2026



Angelo Alexis Canseco Suárez

C.C. 1850499334

AUTOR

APROBACIÓN DE TRIBUNAL DE GRADO

Los miembros del Tribunal de Grado aprueban el informe del Proyecto Técnico, realizado por el estudiante Angelo Alexis Canseco Suárez de la Carrera de Mecánica bajo el tema: **"DESARROLLO DE UN PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA INFRARROJA PARA LA DETECCIÓN TEMPRANA DE ANOMALÍAS TÉRMICAS EN CALDERAS INDUSTRIALES, COMO HERRAMIENTA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO"**, modalidad proyecto técnico.

Ambato, junio 2026

Para constancia firman:

Ing. Luis Eduardo Escobar Luna, Mg.
C.C. 1801947597
MIEMBRO CALIFICADOR

Ing. Alex Santiago Mayorga Pardo, Mg.
C.C. 1802165785
MIEMBRO CALIFICADOR

DEDICATORIA

A Milton, mi padre, por forjar mi carácter con su ejemplo inquebrantable y enseñarme el valor de la perseverancia.

A Amada, mi madre, por ser la fuerza absoluta que sostuvo cada uno de mis pasos con su amor inagotable.

A Gabriela, mi hermana, mi lealtad más grande, mi mejor compañía y mi refugio incondicional en el camino.

Todo lo que soy, empieza y termina en esta familia.

Canseco Suárez Angelo Alexis

AGRADECIMIENTO

El verdadero valor de una meta alcanzada reside en quienes sostuvieron el proceso en silencio. A mis padres, Milton y Amada, y a mi hermana, Gabriela: mi respeto absoluto y mi más profunda gratitud. Gracias por el soporte incondicional, por los sacrificios invisibles y por ser el refugio constante en cada etapa de este camino.

Asimismo, expreso mi profundo agradecimiento al Ing. Mauricio Carrillo, mi tutor de tesis. Gracias por creer en mí, por brindarme su guía, sus conocimientos y la oportunidad de desarrollar este trabajo de titulación bajo su dirección.

Canseco Suárez Angelo Alexis

ÍNDICE DE CONTENIDO

PORTADA i
APROBACIÓN DEL TUTOR ii
AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN iii
DERECHOS DE AUTOR iv
APROBACIÓN DE TRIBUNAL DE GRADO v
DEDICATORIA vi
AGRADECIMIENTO vii
ÍNDICE DE CONTENIDO viii
ÍNDICE DE TABLAS xi
ÍNDICE DE FIGURAS xii
RESUMEN EJECUTIVO xvi
ABSTRACT xvii
CAPÍTULO I 18
MARCO TEÓRICO 18
1.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS 18
1.1.1 ANTECEDENTES 18
1.2 OBJETIVOS 21
1.2.1 GENERAL 21
1.2.2 ESPECÍFICOS 21
CAPÍTULO II 22
MARCO METODOLÓGICO 22
2.1 Materiales 22
2.2 Métodos 23
2.2.1 Bibliográfica 24
2.2.2 Experimental 24

2.2.3 Descriptiva 24
2.2.4 De campo 24
2.2.5 Procedimiento de inspección termográfica infrarroja en calderas 24
2.3 Diagrama de flujo 28
CAPÍTULO III 29
RESULTADOS Y DISCUSIÓN 29
3.1 Análisis y discusión de los resultados 29
3.1.1 Definición y funcionamiento del sistema de calderas industriales 29
3.1.2 Inspección visual 30
3.1.2.1 Inspección visual - Caldera A 32
3.1.2.2 Inspección visual - Caldera B 39
3.1.2.3 Inspección visual - Caldera C 44
3.1.2.4 Inspección visual - Caldera D 49
3.1.3 Resultados de inspección visual 55
3.1.4 Análisis de modos de falla mediante matriz AMFE 57
3.1.5 Resumen comparativo entre calderas – visual 60
3.1.6 Puntos críticos 62
3.1.7 Inspección termográfica 63
3.1.7.1 Termografía cualitativa comparativa 64
3.1.7.2 Inspección termográfica – Caldera A 65
3.1.7.3 Inspección termográfica – Caldera B 74
3.1.7.4 Inspección termográfica – Caldera C 79
3.1.7.5 Inspección termográfica – Caldera D 85
3.1.8 Resultados de inspección termográfica 92
3.1.9 Resumen comparativo entre calderas - termográfico 93
3.1.10 Validación del diagnóstico termográfico mediante intervención técnica en la unidad crítica (Caldera C) 96

3.1.11 Análisis comparativo de la firma térmica post-intervención 97
3.1.12 Cálculos 99
3.1.12.1 Ecuaciones fundamentales 99
3.1.12.2 Parámetros y constantes para el cálculo 101
3.1.12.3 Pérdidas energéticas – diagnóstico inicial 101
3.1.12.4 Cálculos en condición – antes del mantenimiento 102
3.1.12.5 Cálculos en condición – después del mantenimiento 102
3.1.12.6 Cuantificación del ahorro del combustible 103
3.1.12.7 Comparativa de anomalías y pérdidas térmicas 104
3.1.12.8 Comparativa económica global por desperdicio térmico 105
3.1.13 Análisis de resultados 105
3.1.14 Costos 107
CAPÍTULO IV 109
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 109
4.1 CONCLUSIONES 109
4.2 RECOMENDACIONES 111
BIBLIOGRAFÍA 112
ANEXOS 114
Anexo 1.- Datos técnicos caldera 60 BHP – ELECON 114
Anexo 2.- Matriz AMFE 115
Anexo 3.- Inspecciones visuales 116
Anexo 4.- Inspecciones termográficas 136
Anexo 5.- Especificaciones técnicas de la cámara termográfica [16] 140
Anexo 6.- Tabla de emisividades [17] 141
Anexo 7.- Propiedades termodinámicas – vapor saturado [23] 142
Anexo 8.- Protocolo de inspección 143

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Equipos y herramientas 22
Tabla 2.- Marco normativo para el procedimiento de inspección termográfica 25
Tabla 3.- Matriz de criticidad 27
Tabla 4.- Parámetros operativos de las calderas industriales evaluadas 30
Tabla 5.- Elementos analizados en inspección visual 31
Tabla 6.- Resultados de inspección visual 56
Tabla 7.- Matriz AMFE simplificada aplicada a los componentes con anomalías ... 58
Tabla 8.- Resumen comparativo entre calderas 61
Tabla 9.- Zonas críticas identificadas para evaluación termográfica 62
Tabla 10.- Componentes evaluables mediante inspección termográfica 63
Tabla 11.- Matriz de hallazgos termográficos comparativos 94
Tabla 12.- Condiciones base para cálculos 101
Tabla 13.- Comparativa de pérdidas térmicas por radiación y convección en unidades evaluadas 101
Tabla 14.- Resumen global de anomalías térmicas y pérdidas por unidad 104
Tabla 15.- Impacto económico mensual por desperdicio térmico 105
Tabla 16.- Costo de la intervención técnica y gastos administrativos 107
Tabla 17.- Valorización de aportes institucionales y honorarios técnicos 108
Tabla 18.- Inversión total del proyecto 108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Diagrama de flujo 28
Figura 2.- Vista general de las calderas evaluadas en las empresas 29
Figura 3.- Estructura exterior – Caldera A 32
Figura 4.- Aislante térmico expuesto entre tapa frontal y cuerpo – Caldera A 33
Figura 5.- Aislante térmico expuesto entre tapa posterior y cuerpo – Caldera A 33
Figura 6.- Degradación del recubrimiento y óxido en tapa frontal – Caldera A 34
Figura 7.- Degradación de recubrimiento y óxido en tapa posterior – Caldera A 34
Figura 8.- Zona afectada térmicamente parte posterior – Caldera A 35
Figura 9.- Presencia de óxido en tubería galvanizada – Caldera A 35
Figura 10.- Corrosión en brida y unión de salida de vapor – Caldera A 36
Figura 11.- Fuga en conexión de válvula de salida de vapor – Caldera A 36
Figura 12.- Quemador principal – Caldera A 37
Figura 13.- Corrosión y perforación en ducto de chimenea – Caldera A 37
Figura 14.- Panel eléctrico principal – Caldera A 38
Figura 15.- Conexión deficiente en contactor – Caldera A 38
Figura 16.- Bomba de alimentación – Caldera A 39
Figura 17.- Estructura exterior – Caldera B 40
Figura 18.- Tinte térmico parte posterior – Caldera B 40
Figura 19.- Óxido superficial en accesorios de la tubería – Caldera B 41
Figura 20.- Corrosión en brida y unión de salida de vapor – Caldera B 41
Figura 21.- Quemador principal – Caldera B 42
Figura 22.- Corrosión en ducto de chimenea – Caldera B 42
Figura 23.- Panel eléctrico – Caldera B 43
Figura 24.- Tanque de expansión (desaireador) – Caldera B 43
Figura 25.- Estructura exterior – Caldera C 44
Figura 26.- Abolladura lateral – Caldera C 45
Figura 27.- Abolladura superior – Caldera C 45
Figura 28.- Zona afectada térmicamente parte frontal – Caldera C 46
Figura 29.- Tuberías y líneas externas – Caldera C 46
Figura 30.- Quemador principal – Caldera C 47
Figura 31.- Corrosión en ducto de chimenea – Caldera C 47
Figura 32.- Panel eléctrico principal – Caldera C 48

Figura 33.- Bomba de alimentación – Caldera C 48
Figura 34.- Estructura exterior – Caldera D 49
Figura 35.- Degradación de recubrimiento en tapa posterior – Caldera D 50
Figura 36.- Zona afectada térmicamente parte posterior – Caldera D 50
Figura 37.- Abolladuras en diversas zonas – Caldera D 51
Figura 38.- Colocación deficiente de remaches – Caldera D 51
Figura 39.- Zona afectada térmicamente parte frontal – Caldera D 52
Figura 40.- Tubería y líneas de presión – Caldera D 52
Figura 41.- Quemador principal – Caldera D 53
Figura 42.- Corrosión en soldadura de ducto de chimenea – Caldera D 53
Figura 43.- Panel eléctrico principal – Caldera D 54
Figura 44.- Bomba de alimentación – Caldera D 54
Figura 45.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior (vista izquierda) – Caldera A 66
Figura 46.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior (vista derecha) – Caldera A 66
Figura 47.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior (vista central) – Caldera A 66
Figura 48.- Imagen RGB y termográfica, sobrecalentamiento localizado – Caldera A 67
Figura 49.- Imagen RGB y termográfica, sobrecalentamiento localizado (parte superior) – Caldera A 67
Figura 50.- Imagen RGB y termográfica, cuerpo de la caldera (área adyacente) – Caldera A 68
Figura 51.- Imagen RGB y termográfica aislamiento expuesto tapa frontal – Caldera A 68
Figura 52.- Imagen RGB y termográfica aislamiento expuesto tapa frontal (área adyacente) – Caldera A 69
Figura 53.- Imagen RGB y termográfica aislamiento expuesto tapa posterior (vista izquierda) – Caldera A 69
Figura 54.- Imagen RGB y termográfica aislamiento expuesto tapa posterior (vista derecha) – Caldera A 70
Figura 55.- Imagen RGB y termográfica brida de tubería de vapor – Caldera A 70

Figura 56.- Imagen RGB y termográfica válvula con fuga en tubería de vapor – Caldera A 71
Figura 57.- Imagen RGB y termográfica tubería de vapor – Caldera A 71
Figura 58.- Imagen RGB y termográfica brida de chimenea – Caldera A 72
Figura 59.- Imagen RGB y termográfica perforación por corrosión – Caldera A 72
Figura 60.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera A 73
Figura 61.- Imagen RGB y termográfica de contactor – Caldera A 74
Figura 62 .- Imagen RGB y termográfica, punto circular tapa posterior – Caldera B 75
Figura 63.- Imagen RGB y termográfica unión tapa posterior-cuerpo (vista derecha) – Caldera B 75
Figura 64.- Imagen RGB y termográfica unión tapa posterior-cuerpo (vista izquierda) – Caldera B 75
Figura 65.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior – Caldera B 76
Figura 66.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior (área adyacente) – Caldera B 76
Figura 67.- Imagen RGB y termográfica brida de tubería de vapor – Caldera B 77
Figura 68.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera B 78
Figura 69.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera B 78
Figura 70.- Imagen RGB y termográfica, cuadro eléctrico – Caldera B 79
Figura 71.- Imagen RGB y termográfica tapa frontal – Caldera C 80
Figura 72.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior – Caldera C 80
Figura 73.- Imagen RGB y termográfica unión tapa frontal-cuerpo (vista izquierda) – Caldera C 81
Figura 74.- Imagen RGB y termográfica unión tapa posterior-cuerpo (vista izquierda) – Caldera C 81
Figura 75.- Imagen RGB y termográfica unión tapa posterior-cuerpo (vista derecha) – Caldera C 81
Figura 76.- Imagen RGB y termográfica, abolladuras – Caldera C 82
Figura 77.- Imagen RGB y termográfica, abolladuras – Caldera C 82
Figura 78.- Imagen RGB y termográfica cuerpo caldera (área adyacente) – Caldera C 83
Figura 79.- Imagen RGB y termográfica válvula tubería de vapor – Caldera C 83

Figura 80.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera C 84
Figura 81.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera C 84
Figura 82.- Imagen RGB y termográfica, cuadro eléctrico – Caldera C 85
Figura 83.- Imagen RGB y termográfica tapa frontal – Caldera D..... 86
Figura 84.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior – Caldera D 86
Figura 85.- Imagen RGB y termográfica unión tapa frontal-cuerpo (vista derecha) – Caldera D 87
Figura 86.- Imagen RGB y termográfica unión tapa frontal-cuerpo (vista izquierda) – Caldera D 87
Figura 87.- Imagen RGB y termográfica unión tapa posterior-cuerpo (vista derecha) – Caldera D 88
Figura 88.- Imagen RGB y termográfica, abolladuras – Caldera D 88
Figura 89.- Imagen RGB y termográfica, sobrecalentamiento localizado parte frontal – Caldera D 89
Figura 90.- Imagen RGB y termográfica válvula tubería de vapor – Caldera D 90
Figura 91.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera D..... 91
Figura 92 .- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera D..... 91
Figura 93.- Imagen RGB y termográfica, cuadro eléctrico – Caldera D 92
Figura 94.- Condición de la tapa del quemador antes y después del mantenimiento 96
Figura 95.- Imagen termográfica de la tapa del quemador antes del mantenimiento (punto caliente de 366.4 °C). 97
Figura 96.- Imagen termográfica de la tapa del quemador después del mantenimiento (temperatura máxima de 60.9 °C). 97
Figura 97.- Imagen termográfica de la tapa posterior antes del mantenimiento (temperatura máxima de 156.3 °C). 98
Figura 98.- Imagen termográfica de la tapa posterior después del mantenimiento (temperatura máxima de 41.9 °C). 98
Figura 99.- Imagen termográfica unión tapa frontal antes del mantenimiento (temperatura máxima de 202.5 °C). 99
Figura 100.- Imagen termográfica unión tapa frontal después del mantenimiento (temperatura máxima de 106.6 °C). 99

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto técnico desarrolló un procedimiento de inspección termográfica infrarroja para la detección temprana de anomalías térmicas en calderas industriales como herramienta de mantenimiento predictivo. El estudio se realizó en cuatro empresas productoras de lácteos ubicadas en el cantón Píllaro, provincia de Tungurahua, todas ellas equipadas con calderas acuotubulares de 60 BHP. La metodología empleada combinó inspección visual sistematizada bajo la norma IEC 60812, termografía cualitativa comparativa con cámara FLIR E8, y cuantificación de pérdidas energéticas mediante las ecuaciones de transferencia de calor por convección y radiación. El procedimiento se estructuró conforme a normas internacionales: ISO 18434-1, ASTM E1934, API 573, ASME Sección VII, NFPA 85 e IEC 60812:2018, garantizando su rigor técnico y replicabilidad en entornos industriales; los resultados obtenidos revelaron anomalías térmicas críticas en tres de las cuatro unidades evaluadas, con temperaturas superficiales fuera de los rangos aceptados por las normas, indicativas de un deterioro avanzado del material refractario. Se implementó una matriz de criticidad por diferencial de temperatura con cuatro niveles: normal menor a 10 °C, leves de 10 - 30 °C, regular de 30 - 60 °C y críticos mayores a 60 °C, que facilitó la priorización objetiva de intervenciones. El procedimiento fue validado mediante una intervención correctiva en la Caldera C, logrando una reducción de la temperatura que representó una disminución de aproximadamente el 95 % de las pérdidas térmicas y un ahorro económico por concepto de combustible diésel N.º 2.

Se concluye que la termografía infrarroja, integrada en un procedimiento estandarizado y basado en el análisis AMFE, constituye una herramienta eficaz, no invasiva y de alta rentabilidad para la gestión del mantenimiento predictivo en calderas industriales, permitiendo la transición desde un enfoque reactivo hacia uno basado en la condición real del equipo.

PALABRAS CLAVE: TERMOGRAFÍA INFRARROJA, CALDERAS, MANTENIMIENTO PREDICTIVO, AMFE.

ABSTRACT

This technical project developed an infrared thermographic inspection procedure for the early detection of thermal anomalies in industrial boilers as a predictive maintenance tool. The study was conducted in four dairy-producing companies located in Píllaro Canton, Tungurahua Province, all equipped with 60 BHP water-tube boilers. The methodology combined systematic visual inspection based on IEC 60812, comparative qualitative thermography using a FLIR E8 thermal camera, and the quantification of energy losses through heat transfer equations for convection and radiation. The procedure was structured in accordance with international standards, including ISO 18434-1, ASTM E1934, API 573, ASME Section VII, NFPA 85, and IEC 60812:2018, ensuring technical rigor and reproducibility in industrial environments. The results revealed critical thermal anomalies in three of the four units evaluated, with surface temperatures exceeding the ranges accepted by the standards, indicating advanced deterioration of the refractory material.A temperature-differential criticality matrix with four severity levels was implemented: normal (<10 °C), minor (10–30 °C), moderate (30–60 °C), and critical (>60 °C), facilitating the objective prioritization of maintenance interventions. The procedure was validated through a corrective intervention on Boiler C, achieving a temperature reduction that resulted in an approximate 95% decrease in thermal losses and significant cost savings in No. 2 diesel fuel consumption.

It is concluded that infrared thermography, integrated into a standardized procedure and supported by Failure Mode and Effects Analysis (FMEA), constitutes an effective, non-invasive, and highly cost-efficient tool for predictive maintenance management in industrial boilers, enabling the transition from a reactive maintenance approach to one based on the actual condition of the equipment.

KEYWORDS: INFRARED THERMOGRAPHY, BOILERS, PREDICTIVE MAINTENANCE, FMEA.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

1.1.1 ANTECEDENTES

Para el desarrollo del presente proyecto técnico, ha sido necesario realizar una revisión exhaustiva de antecedentes técnicos y académicos relacionados con esta temática. Esta revisión contempla estudios previos, investigaciones científicas, aplicaciones industriales y desarrollos tecnológicos vinculados al uso de la termografía infrarroja como técnica de diagnóstico no destructivo en sistemas térmicos.

Según [1], la termografía infrarroja aplicada a ensayos no destructivos (TNDT) combina fundamentos físicos de emisión térmica, transferencia de calor y óptica infrarroja con técnicas instrumentales avanzadas para la detección de anomalías internas y superficiales en materiales. El autor describe de manera detallada tanto los principios de funcionamiento de los sistemas de captura y análisis térmico, como las metodologías empleadas para aumentar el contraste térmico y mejorar la detección de defectos. Asimismo, presenta procedimientos de procesamiento de imágenes termográficas, así como múltiples casos de aplicación en sectores como la industria aeroespacial, eléctrica, construcción y mantenimiento industrial, consolidando la obra como una referencia fundamental en el campo de la inspección no destructiva.

Según [2], las técnicas de termografía infrarroja para ensayos no destructivos ofrecen inspección remota, sin contacto y cobertura completa del área, aunque se ven limitadas por factores como emisividad superficial y ruido térmico ambiental. El estudio presenta evidencia experimental utilizando paneles compuestos con delaminaciones artificiales (resina de vidrio con PTFE), demostrando que las técnicas activas permiten detectar defectos subsuperficiales con mayor claridad.

Según [3], la implementación de monitoreo de condición mediante termografía infrarroja en equipos críticos eléctricos y de transmisión de vapor constituye una herramienta eficaz para la detección temprana de anomalías térmicas asociadas a fallas incipientes, pérdidas de eficiencia y riesgos operativos. Este enfoque se basa en la obtención sistemática de imágenes térmicas de componentes clave para identificar

desviaciones de temperatura respecto a patrones normales establecidos. La inspección termográfica permite localizar puntos calientes originados por conexiones flojas, sobrecargas, cortocircuitos incipientes o aislamiento térmico deteriorado. La autora destaca que la integración de esta técnica dentro de un programa de mantenimiento predictivo contribuye significativamente a optimizar la programación de intervenciones, prolongar la vida útil de los activos, reducir paros no planificados y elevar la confiabilidad operativa en entornos industriales de alta criticidad.

Según [4], la termografía infrarroja en el ámbito del diagnóstico industrial se ha posicionado como una técnica no destructiva, no invasiva y altamente efectiva, especialmente ventajosa para la inspección remota de equipos y componentes que presentan actividad térmica. Este método facilita la detección ágil de fallas a través del análisis de las emisiones térmicas, superando las restricciones de las técnicas convencionales de diagnóstico que exigen contacto directo o acceso complicado a las superficies evaluadas

Según [5], el mantenimiento predictivo se basa en técnicas y tecnologías que permiten anticipar fallas mediante el monitoreo continuo o periódico del estado de los equipos, optimizando recursos y evitando paros no planificados. Esta metodología incluye el uso de herramientas como termografía infrarroja, vibraciones, análisis de lubricantes, entre otras, para tomar decisiones de mantenimiento basadas en el estado real y no en intervalos fijos.

Según [6], los equipos de detección y termografía infrarroja tienen aplicaciones prácticas muy relevantes en el mantenimiento industrial, facilitando la identificación rápida de anomalías térmicas en maquinaria, sistemas eléctricos y procesos industriales. La tecnología permite inspecciones no invasivas, mejorando la planificación del mantenimiento predictivo.

Según [7], el mantenimiento preventivo que incorpora la termografía es fundamental para identificar problemas eléctricos y mecánicos antes de que provoquen fallas graves en los equipos. La inspección termográfica permite detectar anomalías de temperatura que son invisibles al ojo humano, lo que facilita la programación de reparaciones de manera proactiva, en lugar de reaccionar a paradas inesperadas. Este enfoque no solo aumenta la seguridad al prevenir condiciones peligrosas, como incendios o

explosiones de equipos, sino que también optimiza la fiabilidad de los activos y reduce los costos asociados con el tiempo de inactividad no planificado y las reparaciones de emergencia.

Según [8], el manual del operador de calderas establece las directrices fundamentales para la operación segura y el mantenimiento rutinario de estos equipos. Se enfatiza la importancia de las inspecciones periódicas y el monitoreo constante de los parámetros operativos críticos, como la temperatura y la presión, para garantizar la integridad y eficiencia del sistema. Este documento de referencia subraya que la detección temprana de desviaciones en las condiciones normales de funcionamiento es clave para prevenir fallas, paradas de producción y riesgos para el personal, sentando así las bases para la implementación de técnicas de mantenimiento predictivo.

Según [9], la termografía infrarroja se consolida como una técnica de ensayo no destructivo (END) de gran eficacia para la evaluación de equipos industriales. Lo que permite inspeccionar sistemas complejos como las calderas mientras se encuentran en operación. El análisis de los patrones térmicos resultantes, o termogramas, facilita la identificación de anomalías que son indicadores directos de posibles fallas, como defectos en el aislamiento refractario, fugas de calor o corrosión interna. Esta capacidad convierte a la termografía en una herramienta fundamental para el mantenimiento predictivo, ya que permite diagnosticar la condición de los activos y planificar intervenciones antes de que ocurra una falla crítica.

Según [10], la termografía infrarroja es una herramienta eficaz para estimar la pérdida de calor a través de las paredes de los hornos en calderas industriales. En su estudio, los autores utilizaron la termografía para evaluar el rendimiento térmico de la pared del horno de una caldera de 210 MW. Al analizar los patrones de temperatura superficial, pudieron identificar áreas con pérdida de calor excesiva, lo que permite una detección temprana de anomalías. Este método no destructivo ofrece una alternativa al monitoreo convencional, mejorando la eficiencia energética y la confiabilidad del equipo al facilitar el mantenimiento predictivo.

Según [11], el diagnóstico de fallas en equipos y maquinaria industrial puede ser significativamente mejorado mediante la aplicación de la termografía infrarroja. El estudio se enfoca en cómo esta técnica permite una identificación no invasiva y rápida

de anomalías térmicas que indican posibles fallas. Los autores destacan el potencial de la termografía como una herramienta crucial para el mantenimiento industrial moderno.

Según [12], la guía estándar ASTM E1934 establece los procedimientos y prácticas recomendadas para el examen de equipos eléctricos y mecánicos mediante termografía infrarroja. Este documento técnico proporciona una metodología estructurada para realizar inspecciones, identificando las consideraciones clave y las variables que influyen en la detección de anomalías térmicas. Su propósito es asegurar la coherencia y efectividad de las inspecciones termográficas en diversas aplicaciones.

Según [13], la termografía infrarroja se presenta como una técnica clave para el monitoreo de condición en una amplia gama de aplicaciones industriales y de investigación. El artículo es una revisión exhaustiva que detalla los principios teóricos, las metodologías experimentales y las aplicaciones de la termografía infrarroja como una herramienta no invasiva para la detección temprana de anomalías térmicas en equipos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 GENERAL

Establecer un procedimiento de inspección termográfica para la detección temprana de anomalías térmicas en calderas, con el fin de mejorar la confiabilidad operativa mediante mantenimiento predictivo.

1.2.2 ESPECÍFICOS

- Desarrollar un procedimiento de inspección mediante el uso de cámaras termográficas en mantenimiento predictivo, optimizando los tiempos de intervención y reduciendo los costos asociados a paradas no planificadas.
- Realizar una evaluación práctica preliminar con cámaras termográficas en un caldero en funcionamiento, con el fin de obtener imágenes térmicas que permitan evaluar la distribución de temperaturas en sus componentes externos.
- Analizar la relación entre los patrones térmicos detectados y las fallas mecánicas más comunes en calderas, con el propósito de establecer criterios de diagnóstico predictivo basados en imágenes infrarrojas.

CAPÍTULO II

MARCO METODOLÓGICO

2.1 Materiales

En la Tabla 1 se presentan los equipos y herramientas utilizados para la ejecución del proyecto técnico.

Tabla 1.- Equipos y herramientas

N.º	Equipo	Imagen	Descripción
1	Cámara termográfica terrestre FLIR E8		Dispositivo especializado para capturar imágenes térmicas de alta resolución. Permite detectar y analizar diferencias de temperatura en equipos, estructuras y procesos industriales.
2	Anemómetro Kestrel 5200		Equipo portátil utilizado para medir la velocidad y dirección del viento, así como parámetros ambientales como temperatura, humedad y presión barométrica.
3	Pirómetro		Instrumento que mide la temperatura superficial de objetos sin contacto físico, utilizando radiación infrarroja. Se emplea en situaciones donde el acceso directo es difícil o inseguro.

Tabla 1.- Equipos y herramientas (continuación)

N.º	Equipo	Imagen	Descripción
4	Medidor de humedad		Dispositivo que determina el contenido de humedad en materiales sólidos o ambientes. Es clave para el control de calidad, prevención de corrosión y detección de problemas estructurales.
5	Tarjeta SD		Unidad de almacenamiento extraíble utilizada para guardar datos, imágenes y videos en dispositivos como cámaras termográficas y equipos de medición.
6	Linterna		Fuente portátil de iluminación que facilita el trabajo en áreas con poca visibilidad o sin acceso a luz natural. Es esencial para inspecciones nocturnas o en espacios confinados.

2.2 Métodos

La presente investigación se enmarca en el ámbito del mantenimiento predictivo industrial aplicado a calderas mediante tecnologías de termografía infrarroja. Se desarrollará un procedimiento técnico que permita detectar tempranamente anomalías térmicas en equipos en funcionamiento, mejorando la confiabilidad operativa.

Para ello, se establecen los siguientes enfoques metodológicos principales:

2.2.1 Bibliográfica

Se empleó el método bibliográfico con el fin de recopilar, analizar y sintetizar información técnica y científica relacionada con la termografía infrarroja, las calderas industriales y las metodologías de mantenimiento predictivo descritas en el ítem 2.2.5, priorizando normas y manuales técnicos de fabricantes de cámaras termográficas para garantizar que cumpla con estándares reconocidos en la industria.

2.2.2 Experimental

Aplicable dado que se realizó una evaluación práctica en campo, utilizando cámaras termográficas en calderas operativas. Esta fase experimental permitió recolectar imágenes térmicas reales, analizar los patrones de temperatura y validar la funcionalidad del procedimiento diseñado para la detección de anomalías térmicas.

2.2.3 Descriptiva

Se consideró fundamental porque permitió caracterizar tanto los tipos de calderas industriales como los parámetros térmicos críticos asociados a su funcionamiento normal y anómalo. Además, ayudó a documentar los tipos de fallas más comunes que pudieron ser detectadas mediante termografía, estableciendo criterios de diagnóstico.

2.2.4 De campo

La recolección de datos se realizó principalmente a través de la captura de imágenes térmicas con cámaras infrarrojas aplicadas a calderas en operación. Adicionalmente, se obtuvo información complementaria mediante observación técnica, revisión de manuales y registros de mantenimiento. Esta información fue clave para identificar puntos críticos en la superficie de las calderas, asociar patrones térmicos a posibles fallas y estructurar un procedimiento estandarizado que pudiera ser replicable en otros entornos industriales.

2.2.5 Procedimiento de inspección termográfica infrarroja en calderas

El objetivo de la metodología es establecer los lineamientos técnicos para la ejecución, análisis y diagnóstico de inspecciones termográficas en calderas, con el fin de detectar anomalías térmicas de forma temprana y optimizar la gestión del mantenimiento predictivo.

El desarrollo del procedimiento de inspección termográfica propuesto se fundamentó en un marco normativo internacional que garantizó rigor técnico. La ejecución de los ensayos y la interpretación de los termogramas se rigieron por las normas ISO 18434-1:2008 y ASTM E1934-99a, las cuales estandarizaron la recolección de datos y la categorización de anomalías.

La integridad mecánica y el mantenimiento del activo se sustentaron en los lineamientos de la API 573 y la ASME Sección VII, lo que permitió alinear los hallazgos térmicos con el estado físico de los tubos y componentes internos.

Con el fin de mitigar los riesgos críticos inherentes a los sistemas de combustión y salvaguardar la integridad del personal, se incorporaron las normas NFPA 85:2023 e ISO 13732-1. Estas garantizaron que la inspección no comprometiera la estabilidad del proceso y cumpliera con los límites de exposición a superficies calientes.

La gestión de los hallazgos y la priorización de las intervenciones se validaron mediante el Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMFE), según la norma IEC 60812:2018. De esta manera, la inspección termográfica se consolidó como una herramienta estratégica de mantenimiento predictivo basada en el riesgo y la criticidad.

A continuación, en la Tabla 2 se presenta un resumen de las normas y estándares utilizados para desarrollo del procedimiento de inspección termográfica propuesto.

Tabla 2.- Marco normativo para el procedimiento de inspección termográfica

Categoría	**Norma / Estándar**	**Descripción**	**Contribución**
Metodología Termográfica	ISO 18434-1:2008	Monitoreo de condición y diagnóstico.	Estandarización para el procedimiento de recolección de datos y diagnóstico térmico.
	ASTM E1934-99a	Guía para sistemas de imagen térmica.	Recolección de datos y categorización de severidad en anomalías térmicas.
Integridad y Eficiencia	API 573	Inspección de calentadores y chimeneas.	Evaluación de integridad mecánica, tubos sobrecalentados y estado del refractario.
	ASME Sección VII	Cuidado de calderas de potencia.	Lineamientos para el mantenimiento y alineación de hallazgos térmicos con el estado físico del equipo.

Tabla 2.- Marco normativo para el procedimiento de inspección termográfica

(continuación)

Categoría	Norma / Estándar	Descripción	Contribución
Gestión y Seguridad	NFPA 85:2023	Código de sistemas de combustión.	Garantía de seguridad durante las pruebas de inspección en el área de quemadores.
	IEC 60812:2018	Análisis AMFE	Gestión de hallazgos, priorización de intervenciones y enfoque basado en riesgo.
	ISO 13732-1	Ergonomía y superficies calientes.	Límites de exposición a superficies calientes.

La primera etapa se centra en garantizar la validez de los datos y la integridad del personal. De acuerdo con la ISO 18434-1, es imperativo asegurar que la caldera opere en un régimen térmico estable por al menos una hora a una carga superior al 50%, evitando así transitorios que falseen la lectura. En este punto, se configuran los parámetros de la cámara bajo la ASTM E1934, ajustando la emisividad según el material y compensando la temperatura reflejada para mitigar interferencias del entorno. Simultáneamente, se aplican los protocolos de la NFPA 85 para garantizar la estabilidad de los sistemas de combustión durante el acercamiento al área de quemadores, mientras que la ISO 13732-1 define los límites de seguridad para la exposición a superficies calientes, estableciendo las distancias mínimas y el equipo de protección personal (EPP) necesario.

Durante la ejecución de campo, se realiza un barrido térmico estructurado que abarca desde la tapa frontal hasta los sistemas de evacuación, siguiendo los criterios de integridad mecánica de la API 573 y la ASME Sección VII. El inspector debe mantener un ángulo de incidencia lo más perpendicular posible (90° ± 30°) para reducir errores por reflectividad, cumpliendo con la estandarización de la ISO 18434-1. Por cada anomalía detectada, se captura un par de imágenes (térmica y RGB) según dicta la ASTM E1934, lo que permite correlacionar puntos calientes con daños físicos específicos, como pérdida de refractario, corrosión externa o fugas en juntas y bridas de las líneas de presión.

El procesamiento posterior de la información implica el ajuste fino de rango y nivel térmico para maximizar el contraste de las anomalías sin ocultar detalles estructurales.

Siguiendo la metodología de la ASTM E1934, se calcula el gradiente térmico comparando la temperatura máxima de la zona afectada contra una superficie de referencia sana. Este diagnóstico se valida frente a los límites operativos de la ASME Sección VII, permitiendo determinar si el sobrecalentamiento de los tubos o la carcasa compromete la integridad estructural del equipo. En esta fase, la interpretación correcta de los termogramas es vital para distinguir entre una carga térmica normal y una falla incipiente en el aislamiento interno.

Para la toma de decisiones una vez realizado el diagnóstico se estableció una matriz de criticidad, ver Tabla 3. Se identificaron patrones térmicos (anómalos, gradientes o zonas fuera de rango) y se clasifica cada anomalía según su severidad (normal, leve, regular, crítica).

Tabla 3.- Matriz de criticidad

Categoría	Diferencia térmica (ΔT)	Diagnóstico técnico	Acción recomendada
I. Normal	<10 °C	Operación dentro de parámetros.	Continuar monitoreo rutinario.
II. Leve	10 °C - 30 °C	Desgaste incipiente de aislante.	Programar inspección en próximo paro.
III. Regular	30 °C – 60 °C	Deficiencia moderada de refractario.	Planificar reparación a corto plazo.
IV. Crítico	>60 °C	Falla inminente / Pérdida total.	Intervención inmediata obligatoria.

La fase final consiste en la priorización de las intervenciones de mantenimiento mediante un enfoque basado en el riesgo. Utilizando la norma IEC 60812:2018, se aplica un Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMFE) a cada anomalía detectada, asignando niveles de criticidad según la probabilidad de falla y el impacto en la disponibilidad de la planta. De esta manera, los hallazgos térmicos dejan de ser simples lecturas de temperatura para convertirse en decisiones estratégicas de mantenimiento predictivo. Los resultados se consolidan en un informe técnico que alinea las recomendaciones de reparación con los estándares de seguridad y eficiencia operativa establecidos en el marco normativo inicial.

El documento final del informe de inspección debe incluir, como mínimo, la ficha técnica del equipo (marca, año, presión de operación y tiempo de funcionamiento), las

condiciones ambientales registradas al momento de la toma (temperatura y humedad), las parejas de imágenes que comparen la foto térmica con la foto visual (RGB) con los puntos de medición claramente marcados, y las recomendaciones correspondientes, donde se detallen las acciones correctivas o preventivas necesarias.

2.3 Diagrama de flujo

En la Figura 1, se muestra el diagrama de flujo a seguir para el desarrollo del procedimiento de inspección termográfica en calderas industriales.

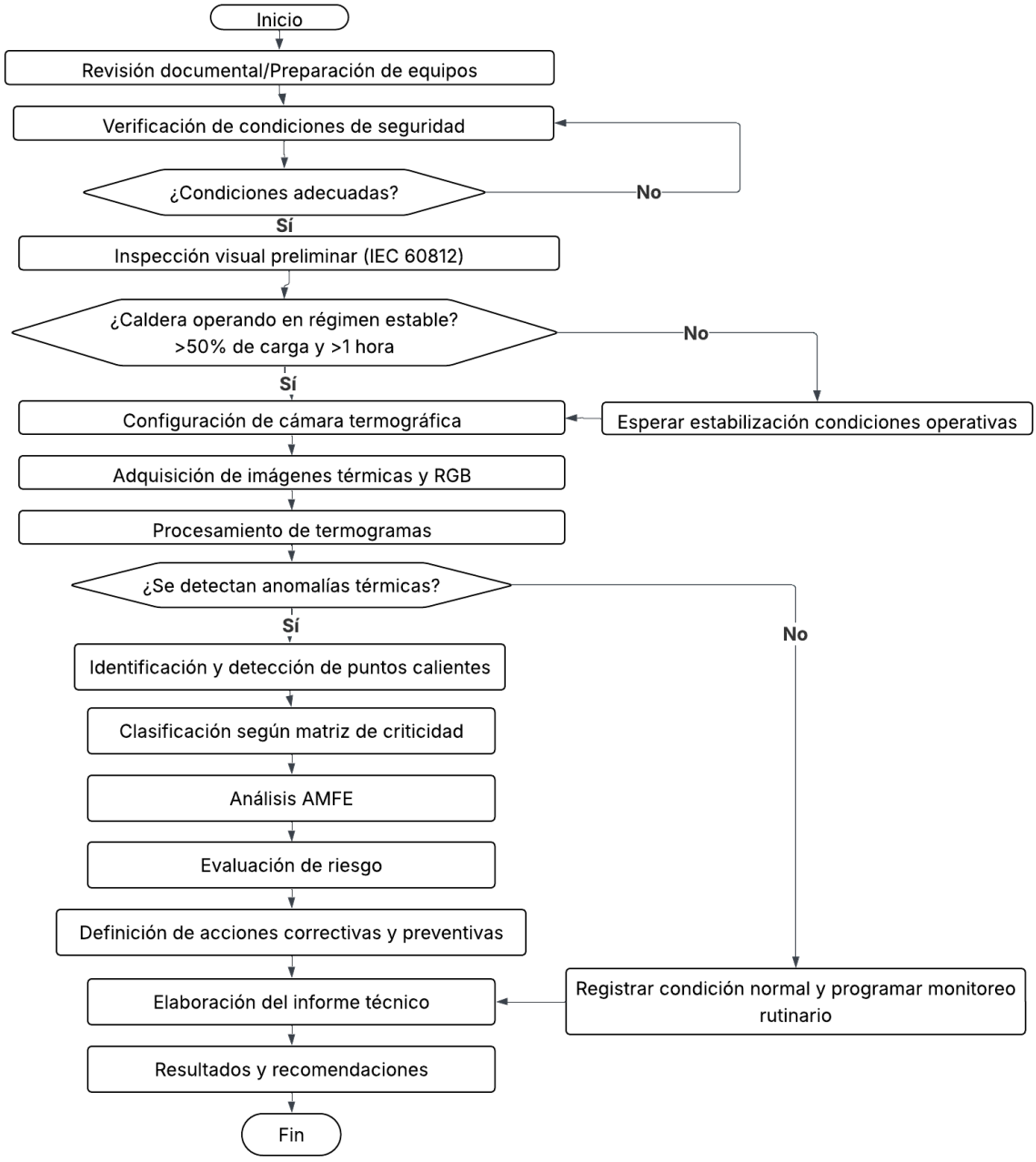


Figura 1.- Diagrama de flujo

CAPÍTULO III

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Análisis y discusión de los resultados

3.1.1 Definición y funcionamiento del sistema de calderas industriales

El análisis se llevó a cabo en cuatro empresas ubicadas en el cantón Píllaro (Tungurahua, Ecuador) dedicadas a la elaboración, procesamiento y comercialización de productos lácteos. Todas las calderas analizadas son del tipo acuotubular y poseen una capacidad de 60 BHP, ver Figura 2.

Con el fin de mantener la claridad en la presentación de los resultados, se asignan denominaciones genéricas para cada una de las empresas analizadas. En este sentido:

- La empresa Productos Lácteos Píllaro “Prolacpi” → Caldera A
- La empresa Lácteos “La Esencia” → Caldera B
- La empresa Productos Lácteos “La Diferencia” → Caldera C
- La empresa Procesado de Alimentos Píllaro “Proalpi” → Caldera D



Figura 2.- Vista general de las calderas evaluadas en las empresas

Estas empresas presentan diferencias en cuanto a su fabricante y año de fabricación de las calderas. Las empresas A y B operan calderas del fabricante Elecom, correspondientes a los años 2009 y 2016, respectivamente, ver Anexo 1. Por su parte, las empresas C y D cuentan con calderas del fabricante M.I.M. Calderos, ambas con una misma antigüedad, correspondiente al año 2021.

Las calderas evaluadas operan en promedio de 6 a 8 horas diarias, dependiendo de la demanda térmica de cada planta. Este tiempo de funcionamiento está directamente

relacionado con los requerimientos de producción y los procesos térmicos desarrollados en cada empresa, ver Tabla 4.

Tabla 4.- Parámetros operativos de las calderas industriales evaluadas

Caldera	Tiempo de servicio diario	Productos	Presión de vapor * recomendada	Presión de ** operación
A	7 horas	Leche Pasteurizada / Queso	40 - 55 psi	43 psi
B	8 horas	Leche UHT / Larga Vida	70 - 85 psi	70 psi
C	6 horas	Leche Pasteurizada / Queso / Yogur	40 - 55 psi	50 psi
D	6 horas	Leche Pasteurizada / Queso / Yogur	40 - 55 psi	52 psi

* Tomado de [14].

Según [14], en estos sistemas, el vapor se utiliza como fuente de calor indirecta en intercambiadores de placas o tubulares, permitiendo elevar rápidamente la temperatura del producto a los niveles requeridos para la inactivación microbiana.

3.1.2 Inspección visual

La inspección se realizó con el objetivo de evaluar el estado físico general y operativo de las cuatro calderas, verificando condiciones estructurales, presencia de corrosión, fugas, deterioro del revestimiento, integridad de accesorios y condiciones de seguridad operativa.

La inspección visual se realizó aplicando el método IEC 60812, el cual permitió establecer una línea base del estado actual de los equipos y desarrollar un diagnóstico sistemático mediante la identificación y análisis de posibles fallas, sus causas y consecuencias, ver Anexo 2.

Se estableció una metodología de observación estructurada, clasificando los componentes en siete elementos principales para una evaluación sistemática. La Tabla 5 resume los elementos analizados y criterios de observación, aplicados a todas las calderas, lo que permitió establecer una línea base para comparar su evolución en futuras inspecciones.

Tabla 5.- Elementos analizados en inspección visual

N°	Categoría	Elemento evaluado
1	Estructura exterior	Revestimiento exterior / pintura protectora
		Aislamiento térmico expuesto
		Puertas de inspección
		Base o estructura de soporte
		Uniones o soldaduras
		Presencia de deformaciones o abolladuras
2	Sistema de presión y líneas externas	Tuberías de alimentación de agua
		Tuberías de vapor o retorno de condensado
		Bridas y juntas externas
		Válvulas de seguridad y purga
		Válvulas de alivio o control
		Manómetros, termómetros y sensores visibles
		Puntos de drenaje o purga
		Quemador principal
3	Sistema de combustión	Línea de suministro de combustible
		Válvulas de corte y filtros de combustible
		Cables y conexiones eléctricas del quemador
		Aislamiento del quemador y sellos
		Encendido y fotocelda
		Tramo de conexión al cuerpo de caldera
4	Chimenea y evacuación de gases	Cuerpo del ducto o chimenea
		Aislante térmico del ducto
		Abrazaderas, soportes o guías
		Sombrerete o deflector de gases
		Condensación o corrosión visible
		Panel eléctrico principal
5	Componentes eléctricos y de control	Botoneras, interruptores y señalización
		Canalización y bandejas portacables
		Sensores externos y cableado expuesto
		Bomba de alimentación
6	Equipos auxiliares externos	Bomba de retorno de condensado
		Tanque de expansión o desaerador
		Ventilador de tiro forzado o inducido
		Motor de ventilador (ruido, vibración, limpieza)
		Intercambiadores o economizadores externos
		Espacio libre alrededor de la caldera
7	Seguridad y entorno	Orden y limpieza del área de trabajo
		Barreras, cercas o protecciones físicas
		Iluminación del área
		Ventilación del recinto
		Presencia de fugas de agua o vapor
		Materiales inflamables o almacenados cerca

3.1.2.1 Inspección visual - Caldera A

La inspección visual correspondiente a la Caldera A constituyó la primera etapa del diagnóstico técnico, ver Anexo 4. Este procedimiento permitió establecer un panorama inicial del estado estructural y parámetros de operación, sirviendo como base para el análisis comparativo posterior con las demás calderas evaluadas.

Estructura exterior

La inspección de la estructura exterior de la caldera A evidenció que, en términos generales, sus componentes principales mantienen condiciones operativas adecuadas. La alineación de la estructura de soporte y el estado superficial del cuerpo de la caldera muestran un nivel aceptable de conservación, ver Figura 3. No obstante, se identificaron los siguientes defectos:



Figura 3.- Estructura exterior – Caldera A

Las condiciones presentadas en la Figura 4 y Figura 5 evidencian una instalación inadecuada del revestimiento térmico, lo que puede generar pérdidas térmicas significativas, incrementar la demanda energética del sistema y acelerar el deterioro del material aislante. Por ello se recomienda una intervención correctiva para restablecer la configuración y estanqueidad adecuadas del recubrimiento en ambas zonas.

Se identificó material aislante expuesto entre la unión de la tapa frontal y el cuerpo principal de la caldera, ver Figura 4.



Figura 4.- Aislante térmico expuesto entre tapa frontal y cuerpo – Caldera A

Se identificó material aislante expuesto entre la unión de la tapa posterior y el cuerpo principal de la caldera, ver Figura 5.



Figura 5.- Aislante térmico expuesto entre tapa posterior y cuerpo – Caldera A

En la Figura 6 y Figura 7 se muestran las tapas frontal y posterior de la caldera A, respectivamente, donde se observa degradación visible de la pintura y óxido superficial, atribuible posiblemente al estrés térmico al que ha estado sometida la caldera durante su operación.



Figura 6.- Degradación del recubrimiento y óxido en tapa frontal – Caldera A



Figura 7.- Degradación de recubrimiento y óxido en tapa posterior – Caldera A

En la Figura 8 se observa una zona afectada de 0.06 m² con deterioro total de la capa de pintura, probablemente causado por altas temperaturas. La superficie expuesta presenta una mancha circular con acumulación central de óxido marrón-rojizo y un halo perimetral de efecto arcoíris. Este patrón se atribuye comúnmente a sobrecalentamiento localizado durante el funcionamiento de la caldera, que indujo una termooxidación acelerada en dicha área.



Figura 8.- Zona afectada térmicamente parte posterior – Caldera A

Sistema de presión y líneas externas

La tubería galvanizada del sistema de presión presenta oxidación superficial generalizada, manifestada por la presencia de un recubrimiento blanquecino característico de la oxidación del recubrimiento de zinc. Aunque este deterioro no compromete de forma inmediata la integridad del sistema, sí evidencia la influencia del ambiente sobre las líneas externas, ver Figura 9.



Figura 9.- Presencia de óxido en tubería galvanizada – Caldera A

Por otra parte, la brida y unión de la salida de vapor muestra un nivel de corrosión más avanzado, lo que representa un punto crítico dentro del sistema. En la Figura 10 se presenta el defecto encontrado. Esta condición podría comprometer la estanqueidad de la conexión en el futuro, incrementando el riesgo operativo y reduciendo la confiabilidad del equipo.



Figura 10.- Corrosión en brida y unión de salida de vapor – Caldera A

En la tubería de salida de vapor se encontró una fuga en conexión de válvula de salida de vapor presumiblemente por el cambio de temperatura, lo que genera la expansión o contracción del material. En la Figura 11 se muestra la zona afectada.



Figura 11.- Fuga en conexión de válvula de salida de vapor – Caldera A

Sistema de combustión

Tras la evaluación del sistema de combustión, no se identificaron defectos en los componentes inspeccionados. El quemador principal, la línea de suministro de combustible, las válvulas de corte, los filtros, las conexiones eléctricas, el sistema de encendido presenta una condición operativa normal. Todos los elementos mantienen una instalación adecuada, sin evidencias de fugas o fallas visibles, ver Figura 12.



Figura 12.- Quemador principal – Caldera A

Chimenea y evacuación de gases

En el sistema de evacuación de gases se verificó el estado del tramo de conexión al cuerpo de la caldera y bridas. Estos componentes se encuentran en correcto funcionamiento, sin evidencias de desgaste crítico, fallas estructurales o afectaciones que comprometan su operación.

No obstante, en el ducto de la chimenea se identificó un nivel de corrosión avanzado y una perforación por corrosión de aproximadamente 0.0010 m^2, asociado a condensación y a la exposición continua a gases de combustión. En la Figura 13 se presenta el defecto encontrado.



Figura 13.- Corrosión y perforación en ducto de chimenea – Caldera A

Componentes eléctricos y de control

Los componentes eléctricos y de control inspeccionados se encuentran en óptimas condiciones operativas, ver Figura 14.



Figura 14.- Panel eléctrico principal – Caldera A

Sin embargo, se identificó un defecto, una conexión eléctrica deficiente en el contactor caracterizada por un ajuste insuficiente. Esta condición puede generar puntos calientes, sobrecalentamiento o fallos intermitentes, lo que compromete la confiabilidad del sistema de control, ver Figura 15.

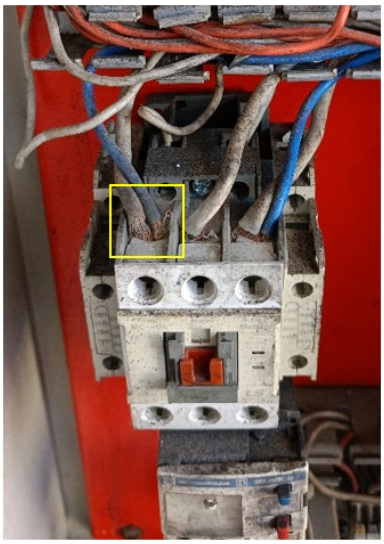


Figura 15.- Conexión deficiente en contactor – Caldera A

Equipos auxiliares externos

En los equipos auxiliares externos todos estos componentes presentaron condiciones operativas normales, con funcionamiento estable, sin ruidos anómalos, vibraciones excesivas ni signos de fugas o desgaste crítico. Las conexiones hidráulicas y mecánicas se encuentran en buen estado y correctamente ajustadas, ver Figura 16.



Figura 16.- Bomba de alimentación – Caldera A

3.1.2.2 Inspección visual - Caldera B

Siguiendo el mismo protocolo aplicado en la caldera A, la inspección visual de la Caldera B representó la primera etapa de diagnóstico técnico para esta unidad, ver Anexo 4. Dicho procedimiento generó un panorama inicial del estado estructural y parámetros de operación, facilitando el análisis comparativo subsiguiente con el resto de calderas evaluadas.

Estructura exterior

La inspección visual de la estructura externa de la caldera B permitió constatar que sus componentes principales se encuentran en condiciones operativas adecuadas. Tanto la alineación de la estructura de soporte como el estado superficial del cuerpo de la caldera presentan un nivel de conservación excelente, ver Figura 17. Sin embargo, se detectó el siguiente defecto:



Figura 17.- Estructura exterior – Caldera B

La Figura 18 muestra un halo de cambio de color en el acero inoxidable, denominado tinte térmico o decoloración por calor, característico de exposiciones prolongadas a altas temperaturas o ciclos térmicos repetidos. Este fenómeno genera un degradado radial de colores, producido por una capa delgada película de óxido superficial, aunque superficial, indica oxidación acumulada y posible sensibilización del material



Figura 18.- Tinte térmico parte posterior – Caldera B

Sistema de presión y líneas externas.

En la Figura 19 se observó presencia de óxido superficial en componentes específicos como codos, uniones roscadas y conexiones en forma de T. Aunque el óxido observado

es superficial y no evidencia penetración significativa ni picaduras en esta etapa, su presencia indica proceso de degradación incipiente que podría progresar si no se implementan medidas de protección.



Figura 19.- Óxido superficial en accesorios de la tubería – Caldera B

En la Figura 20 se presenta la brida de salida de vapor, donde se observa una capa deteriorada que inicialmente podría interpretarse como corrosión avanzada, pero al examinarla de cerca corresponde a residuos del recubrimiento protector del accesorio, manifestándose en forma de escamas. Sin embargo, en las zonas donde la pintura se ha desprendido o deteriorado, se evidencia una capa superficial de óxido incipiente



Figura 20.- Corrosión en brida y unión de salida de vapor – Caldera B

Sistema de combustión

No se identificaron defectos en el quemador principal. Todos los elementos mantienen una instalación adecuada, sin evidencias de fugas o fallas visibles, ver Figura 21.



Figura 21.- Quemador principal – Caldera B

Chimenea y evacuación de gases

Se identificó un nivel de corrosión uniforme por toda la columna, asociada a condensación y a la exposición continua a gases de combustión, no presenta fugas como en la caldera A, sin embargo, presenta una zona localizada más oscura, esto podría deberse a una pérdida de material más profunda, con acumulación más gruesa de óxido, probablemente descamación, ver Figura 22.



Figura 22.- Corrosión en ducto de chimenea – Caldera B

Componentes eléctricos y de control

Los componentes eléctricos y de control inspeccionados se encuentran en óptimas condiciones operativas, no se observan conexiones deficientes ni anomalías visibles en el cableado ni signos de desgaste prematuro en los componentes, ver Figura 23.



Figura 23.- Panel eléctrico – Caldera B

Equipos auxiliares externos

Tras la inspección realizada, los equipos auxiliares no presentaron anomalías en su instalación ni en su estado general; se observa ausencia de corrosión visible, defectos de montaje o daños superficiales, demostrando su buen estado aparente, ver Figura 24.



Figura 24.- Tanque de expansión (desaireador) – Caldera B

3.1.2.3 Inspección visual - Caldera C

Siguiendo el mismo protocolo aplicado en la caldera A, la inspección visual de la Caldera C representó la primera etapa de diagnóstico técnico para esta unidad, ver Anexo 4. Dicho procedimiento generó un panorama inicial del estado estructural y parámetros de operación, facilitando el análisis comparativo subsiguiente con el resto de calderas evaluadas.

Estructura exterior

La inspección reveló una degradación térmica evidente en la pintura original de color celeste, localizada principalmente en la zona próxima al quemador, ver Figura 25. Esta alteración, caracterizada por decoloración y deterioro acelerado del recubrimiento, se atribuye probablemente a una combustión deficiente que genera un sobrecalentamiento localizado en dicha área. Adicionalmente, se identificaron defectos mecánicos no inmediatamente apreciables, consistentes en abolladuras en uno de los laterales y en la zona superior de la estructura, presumiblemente originadas por impactos externos. Estas imperfecciones comprometen potencialmente la integridad estructural del equipo y deben ser evaluadas con prioridad en la determinación de su condición general y en la planificación de acciones correctivas



Figura 25.- Estructura exterior – Caldera C

Las abolladuras identificadas se presentan con mayor claridad en las Figura 26 y Figura 27, donde se muestran vistas detalladas de las zonas afectadas.

En la Figura 26 se aprecia la deformación localizada en el lateral derecho, con una profundidad y diámetro que indican afectaciones leves.



Figura 26.- Abolladura lateral – Caldera C

En la Figura 27 se observa la abolladura en la parte superior, Estas evidencias visuales permiten dimensionar la magnitud de los defectos y sirven como base para posteriores análisis.



Figura 27.- Abolladura superior – Caldera C

En la Figura 28 se observa una zona afectada térmicamente (halo térmico) que ocasionó la degradación parcial del recubrimiento de pintura, evidenciada por la presencia de descamaciones aún visibles.



Figura 28.- Zona afectada térmicamente parte frontal – Caldera C

Sistema de presión y líneas externas

En el sistema de presión y líneas externas no se detectaron defectos. Todos los componentes presentan una instalación correcta y adecuada, sin evidencias visibles de fugas ni de corrosión u oxidación, ver Figura 29.



Figura 29.- Tuberías y líneas externas – Caldera C

Sistema de combustión

No se identificaron defectos en el quemador principal. Todos los elementos mantienen una instalación adecuada, sin evidencias de fugas o fallas visibles, ver Figura 30.



Figura 30.- Quemador principal – Caldera C

Chimenea y evacuación de gases

Se detectó corrosión avanzada en una superficie aproximada de 0.020 m² del ducto de la chimenea. Este deterioro se asocia principalmente a la condensación y a la exposición prolongada a gases de combustión. No obstante, la zona no presenta fugas ni perforaciones visibles, ver Figura 31.



Figura 31.- Corrosión en ducto de chimenea – Caldera C

Componentes eléctricos y de control

Los componentes eléctricos y de control inspeccionados se encuentran en óptimas condiciones operativas, no se observan conexiones deficientes ni anomalías visibles en el cableado ni signos de desgaste prematuro en los componentes, ver Figura 32.

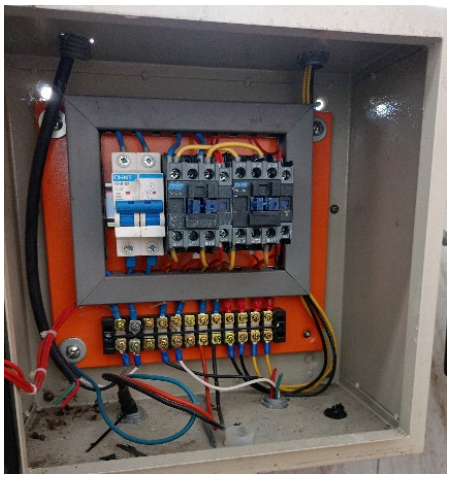


Figura 32.- Panel eléctrico principal – Caldera C

Equipos auxiliares externos

En los equipos auxiliares externos todos estos componentes presentaron condiciones operativas normales, con funcionamiento estable, sin ruidos anómalos, vibraciones excesivas ni signos de fugas o desgaste crítico. Las conexiones hidráulicas y mecánicas se encuentran en buen estado y correctamente ajustadas, ver Figura 33.



Figura 33.- Bomba de alimentación – Caldera C

3.1.2.4 Inspección visual - Caldera D

Siguiendo el mismo protocolo aplicado en la caldera A, la inspección visual de la Caldera D representó la primera etapa de diagnóstico técnico para esta unidad, ver Anexo 4. Dicho procedimiento generó un panorama inicial del estado estructural y parámetros de operación, facilitando el análisis comparativo subsiguiente con el resto de calderas evaluadas.

Estructura exterior

Durante la inspección se verificó que la estructura de soporte se encuentra en óptimas condiciones. No obstante, en el cuerpo de la caldera se identificaron defectos apreciables visualmente, incluyendo abolladuras en diversas zonas de la parte frontal y del cuerpo, así como áreas con óxido y zonas afectadas térmicamente, ver Figura 34.



Figura 34.- Estructura exterior – Caldera D

La Figura 35 muestra degradación visible de la pintura en la tapa posterior de la caldera, atribuible al estrés térmico generado durante el ciclo operativo del equipo. Esta condición compromete parcialmente la protección anticorrosiva de la superficie expuesta y podría indicar sobrecalentamiento localizado.



Figura 35.- Degradación de recubrimiento en tapa posterior – Caldera D

La Figura 36 se observa un halo de decoloración térmica en el acero, coincidiendo con una abolladura en la misma zona. Esta alteración cromática alrededor de la deformación sugiere exposición localizada a temperaturas elevadas, posiblemente asociada al evento que causó el impacto mecánico o a condiciones operativas posteriores que generaron calentamiento en esa área específica.



Figura 36.- Zona afectada térmicamente parte posterior – Caldera D

En el cuerpo de la caldera se detectaron abolladuras leves y localizadas en varias zonas de la parte frontal y del cuerpo cilíndrico principal, apreciables visualmente durante la inspección, sin presencia de grietas, Estas deformaciones son posiblemente producto de impactos mecánicos accidentales. Si bien actualmente no comprometen de forma

inmediata la integridad estructural ni la contención del equipo, las abolladuras podrían alterar ligeramente la geometría interna que podrían contribuir indirectamente a concentración de calor o sobrecalentamiento localizado, ver Figura 37.



Figura 37.- Abolladuras en diversas zonas – Caldera D

Durante la inspección también se detectó una zona en el cuerpo de la caldera con instalación deficiente de remaches. Dicho defecto podría ocasionar concentraciones de calor o sobrecalentamiento localizado similar a lo descrito anteriormente, ver Figura 38.



Figura 38.- Colocación deficiente de remaches – Caldera D

En la Figura 39 se aprecia una zona con afectación térmica visible, manifestada mediante decoloración por calor. Dicha decoloración es característica de la oxidación superficial provocada por exposición prolongada a temperaturas elevadas o por ciclos

térmicos repetidos, resultando en la formación de una capa de óxido en la superficie del material.

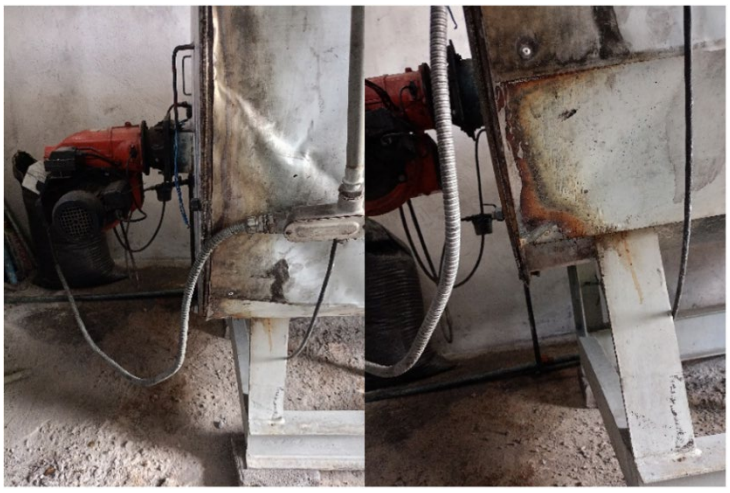


Figura 39.- Zona afectada térmicamente parte frontal – Caldera D

Sistema de presión y líneas externas

En el sistema de presión y líneas externas no se detectaron defectos. Todos los componentes presentan una instalación correcta y adecuada, sin evidencias visibles de fugas ni de corrosión u oxidación, ver Figura 40.



Figura 40.- Tubería y líneas de presión – Caldera D

Sistema de combustión

No se identificaron defectos en el quemador principal. Todos los elementos mantienen una instalación adecuada, sin evidencias de fugas o fallas visibles, ver Figura 41.



Figura 41.- Quemador principal – Caldera D

Chimenea y evacuación de gases

Se identificó corrosión en el cordón de soldadura del ducto de la caldera. Este deterioro se asocia principalmente a la condensación y a la exposición prolongada a gases de combustión. No obstante, la zona no presenta fugas ni perforaciones visibles, ver Figura 42.



Figura 42.- Corrosión en soldadura de ducto de chimenea – Caldera D

Componentes eléctricos y de control

Los componentes eléctricos y de control inspeccionados se encuentran en óptimas condiciones operativas, ver Figura 43.



Figura 43.- Panel eléctrico principal – Caldera D

Equipos auxiliares externos

Los equipos auxiliares externos presentaron condiciones operativas normales, con funcionamiento estable, sin ruidos anómalos, vibraciones excesivas ni signos de fugas o desgaste crítico. Las conexiones hidráulicas y mecánicas se encuentran en buen estado y correctamente ajustadas, ver Figura 44.

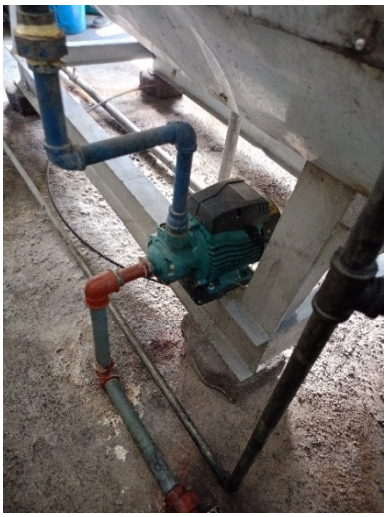


Figura 44.- Bomba de alimentación – Caldera D

Seguridad y entorno

Todas las calderas objeto de estudio exhiben condiciones equivalentes en materia de seguridad y entorno, caracterizadas por la presencia de un área ordenada, ventilación adecuada y la ausencia de materiales inflamables en las proximidades.

3.1.3 Resultados de inspección visual

La inspección visual realizada permitió evaluar el estado físico general de las cuatro calderas, identificando tanto condiciones normales de operación como la presencia de defectos superficiales en diferentes componentes del sistema, ver Tabla 6.

En términos generales, las calderas evaluadas presentan condiciones operativas aceptables. Los sistemas de combustión, equipos auxiliares y componentes eléctricos se encuentran correctamente instalados y no presentan evidencias de fallas estructurales ni deterioro significativo que comprometa su funcionamiento. Asimismo, las áreas de operación mantienen condiciones adecuadas de seguridad, orden y ventilación para el correcto desempeño de los equipos.

Durante la inspección se analizaron principalmente tres zonas del sistema: la estructura exterior de la caldera, el sistema de presión conformado por tuberías y accesorios externos, y el sistema de evacuación de gases de combustión.

En la estructura exterior se observaron fenómenos asociados al deterioro del recubrimiento protector, presencia de zonas afectadas térmicamente y deformaciones mecánicas localizadas. Estas condiciones se evidencian principalmente a través de decoloraciones del recubrimiento de pintura, pérdida de protección superficial y abolladuras en el cuerpo de algunas unidades.

En el sistema de presión se identificaron procesos de corrosión superficial en tuberías, bridas y accesorios, además de una fuga localizada en la conexión de la válvula de salida de vapor en una de las calderas inspeccionadas.

Por otra parte, en el sistema de evacuación de gases se observaron distintos niveles de corrosión en los ductos de las chimeneas, condición asociada a la condensación de gases de combustión y a la exposición prolongada a ambientes térmicos agresivos.

Los resultados obtenidos demuestran que la inspección visual constituye una herramienta fundamental para la detección preliminar de defectos superficiales y anomalías estructurales, permitiendo establecer una base de referencia para evaluaciones posteriores mediante técnicas de diagnóstico más avanzadas, como la inspección termográfica.

Tabla 6.- Resultados de inspección visual

Caldera	Estado general observado	Principales defectos detectados	Nivel general de condición
A	Condiciones operativas adecuadas en componentes principales, pero múltiples defectos visibles	- Aislante expuesto (frontal y posterior) - Óxido y degradación pintura en tapas - Zona sobrecalentada (0.06 m²) - Fuga en válvula salida vapor - Corrosión avanzada / perforación chimenea (0.0010 m²) - Conexión deficiente en contactor	Regular – con defectos críticos operativos
B	Excelente conservación general, pocos defectos	- Tinte térmico / decoloración por calor (parte posterior) - Óxido superficial en accesorios tubería - Corrosión uniforme en chimenea / zona oscura localizada	Bueno – defectos leves a moderados
C	Buen estado aparente, defectos localizados no evidentes a simple vista	- Abolladuras localizadas (lateral derecho y superior) - Zona afectada térmicamente con descamación pintura - Corrosión avanzada en chimenea (~0.020 m², sin perforación)	Bueno – defectos leves a moderados
D	Soporte óptimo, pero cuerpo con varios defectos visibles	- Múltiples abolladuras (frontal y cuerpo) - Remaches mal colocados - Zonas afectadas térmicamente - Degradación pintura tapa posterior - Corrosión en cordón soldadura chimenea	Regular – múltiples defectos estructurales visibles

3.1.4 Análisis de modos de falla mediante matriz AMFE

Con el fin de sistematizar la información obtenida durante la inspección visual y evaluar el impacto potencial de las anomalías detectadas en el funcionamiento del sistema, se aplicó un análisis de modos y efectos de falla (AMFE), basado en los lineamientos de la norma IEC 60812.

Este análisis permitió identificar los modos de falla asociados a los componentes inspeccionados, así como sus posibles causas y efectos sobre la operación de las calderas. La Tabla 7 presenta la matriz AMFE simplificada elaborada a partir de las anomalías visuales identificadas durante la inspección.

Tabla 7.- Matriz AMFE simplificada aplicada a los componentes con anomalías

Caldera	Componente	Modo de falla	Causa probable	Efecto en el sistema	Severidad
A	Revestimiento térmico	Exposición del aislante	Instalación deficiente del recubrimiento	Pérdida de eficiencia térmica y aumento de pérdidas de calor	Baja
	Recubrimiento exterior	Degradación de pintura y presencia de óxido	Exposición prolongada a ciclos térmicos	Mayor susceptibilidad a procesos de corrosión	Baja
	Cuerpo de caldera	Zona afectada térmicamente	Sobrecalentamiento localizado durante operación	Posible degradación del material estructural	Media
	Tubería galvanizada	Corrosión superficial	Humedad ambiental y deterioro del recubrimiento de zinc	Degradación progresiva del material	Media
	Brida de salida de vapor	Corrosión localizada	Exposición continua a temperatura y humedad	Posible pérdida de estanqueidad del sistema	Media
	Conexión de válvula de vapor	Fuga de vapor	Dilatación térmica y ajuste deficiente de la unión	Pérdida de vapor y disminución de eficiencia energética	Alta
	Ducto de chimenea	Perforación por corrosión	Condensación y exposición prolongada a gases de combustión	Fuga de gases y deterioro del sistema de evacuación	Alta
	Sistema eléctrico	Conexión deficiente en contactor	Ajuste insuficiente de la conexión	Posible sobrecalentamiento eléctrico o fallas intermitentes	Media
B	Cuerpo de caldera	Tinte térmico superficial	Exposición prolongada a temperaturas elevadas	Oxidación superficial del material	Baja
	Accesorios de tubería	Corrosión superficial	Humedad y degradación del recubrimiento protector	Inicio de deterioro del sistema de presión	Baja
	Brida de salida de vapor	Corrosión incipiente	Desprendimiento del recubrimiento protector	Posible progresión hacia corrosión estructural	Baja
	Ducto de chimenea	Corrosión uniforme	Condensación de gases de combustión	Degradación progresiva del ducto	Media
C	Cuerpo de caldera	Abolladura lateral	Impacto mecánico accidental	Alteración geométrica localizada del equipo	Media

Tabla 7.- Matriz AMFE simplificada aplicada a los componentes con anomalías (continuación)

Caldera	Componente	Modo de falla	Causa probable	Efecto en el sistema	Severidad
D	Parte superior de caldera	Abolladura estructural	Impacto mecánico	Concentración de esfuerzos mecánicos y térmicos	Media
	Cuerpo de caldera	Zona afectada térmicamente	Ciclos térmicos repetidos	Degradación del recubrimiento protector	Media
	Ducto de chimenea	Corrosión localizada	Condensación de gases y humedad	Debilitamiento progresivo del ducto	Media
	Cuerpo de caldera	Abolladuras estructurales	Impactos mecánicos accidentales	Alteración geométrica del equipo	Media
	Unión estructural	Instalación deficiente de remaches	Defecto de montaje	Posible concentración de calor en la zona	Media
	Recubrimiento exterior	Degradación de pintura	Exposición prolongada a temperatura	Pérdida de protección anticorrosiva	Baja
	Cuerpo de caldera	Zona afectada térmicamente	Exposición a altas temperaturas	Oxidación superficial del material	Media
	Ducto de chimenea	Corrosión en soldadura	Condensación de gases de combustión	Debilitamiento de la unión del ducto	Media

3.1.5 Resumen comparativo entre calderas – visual

El análisis comparativo de las cuatro calderas evaluadas permitió identificar diferencias en su condición estructural y en el tipo de anomalías presentes en cada unidad, ver Tabla 8.

Las calderas C y D, correspondientes al fabricante M.I.M Calderos (2021), presentan menor antigüedad y, en general, muestran mejores condiciones en componentes críticos como las líneas de presión, donde no se evidencian fugas ni corrosión significativa. No obstante, en estas unidades se identificaron deformaciones mecánicas superficiales asociadas a impactos, manifestadas en forma de abolladuras en el cuerpo de la caldera.

Por otra parte, las calderas A y B, fabricadas por Elecom en los años 2009 y 2016 respectivamente, presentan mayor existencia de fenómenos de corrosión superficial y degradación térmica en algunos de sus componentes externos, particularmente en tuberías, bridas y ductos de evacuación de gases.

Entre las unidades evaluadas, la caldera A presenta el mayor número de anomalías detectadas, incluyendo la exposición del material aislante, corrosión en accesorios del sistema de presión, una fuga localizada en la conexión de salida de vapor y una perforación por corrosión en el ducto de la chimenea.

En términos generales, las anomalías identificadas corresponden principalmente a procesos de corrosión superficial, degradación térmica del recubrimiento protector y daños mecánicos localizados, los cuales no comprometen de forma inmediata la operación de las calderas, pero constituyen indicadores importantes para la implementación de estrategias de mantenimiento predictivo orientadas a prevenir fallas futuras.

Tabla 8.- Resumen comparativo entre calderas

N°	Parámetro	Caldera A	Caldera B	Caldera C	Caldera D
1	Estado general	Aceptable con anomalías	Bueno	Bueno	Bueno
2	Estructura exterior	- Aislante térmico expuesto - Degradación pintura - Óxido superficial en tapas - Zona afectada térmicamente	- Tinte térmico / decoloración por calor	- Abolladuras leves - Zona afectada térmicamente	- Abolladuras leves - Remaches mal colocados - Zonas afectadas térmicamente - Degradación pintura
3	Sistema de presión y líneas externas	- Oxidación superficial en tubería - Corrosión más avanzada en brida y unión salida vapor - Fuga en conexión válvula salida vapor	- Óxido superficial en accesorios - Óxido en brida salida vapor	Sin novedad	Sin novedad
4	Chimenea	- Corrosión avanzada, perforación (0.0010 m^2)	- Corrosión uniforme en columna, zona localizada más oscura (posible descamación profunda, sin fuga)	- Corrosión avanzada, (~0.020 m^2), sin fugas ni perforaciones	- Corrosión en cordón de soldadura del ducto, sin fugas ni perforaciones
5	Sistema de combustión	Sin novedad	Sin novedad	Sin novedad	Sin novedad
6	Componentes eléctricos y control	- Conexión deficiente en contactor	Sin novedad	Sin novedad	Sin novedad
7	Equipos auxiliares externos	Sin novedad	Sin novedad	Sin novedad	Sin novedad
8	Seguridad y entorno	Sin novedad	Sin novedad	Sin novedad	Sin novedad

3.1.6 Puntos críticos

Durante la inspección se detectaron varios puntos críticos que afectan la confiabilidad y el mantenimiento de las calderas:

- Perforación por corrosión en el ducto de la chimenea (riesgo de fugas de gases y pérdida de eficiencia, debido a condensación avanzada).
- Fuga en la conexión de la válvula de salida de vapor (pérdidas de vapor, menor eficiencia y riesgos operativos si progresa).
- Corrosión en bridas y accesorios del sistema de presión (potencial falla futura sin intervenciones preventivas).
- Abolladuras estructurales (deformaciones que pueden causar concentraciones de esfuerzos térmicos durante la operación).
- Zonas afectadas térmicamente y degradación del recubrimiento protector indican posible sobrecalentamiento localizado

Estos defectos evidencian procesos de corrosión, deterioro por condensación, fugas y deformaciones que comprometen la eficiencia, seguridad y vida útil de la caldera, requiriendo acciones preventivas y correctivas prioritarias, ver Tabla 9.

Tabla 9.- Zonas críticas identificadas para evaluación termográfica

Zona inspeccionada	Justificación de inspección	Tipo de anomalía visual	Riesgo potencial
Tapa frontal de caldera	Presencia de degradación térmica	Zona afectada por calor	Sobrecalentamiento localizado
Tapa posterior de caldera	Decoloración y oxidación	Estrés térmico	Pérdida de propiedades del material
Brida de salida de vapor	Corrosión visible	Corrosión localizada	Fuga de vapor
Conexión de válvula de vapor	Presencia de fuga	Fuga detectada	Pérdida de eficiencia energética
Cuerpo de caldera con abolladuras	Deformación estructural	Impacto mecánico	Concentración de calor
Zona con remaches defectuosos	Defecto de instalación	Posible concentración térmica	Sobrecalentamiento local
Ducto de chimenea	Corrosión visible	Degradación del material	Fuga de gases
Conexiones eléctricas	Ajuste deficiente	Riesgo de punto caliente	Sobrecalentamiento eléctrico
Zona afectada térmicamente	Degradación del recubrimiento	Zona afectada por el calor	Sobrecalentamiento localizado

3.1.7 Inspección termográfica

Tras la inspección visual preliminar, se realizó la inspección termográfica infrarroja en las cuatro calderas evaluadas (A, B, C y D), con el objetivo de detectar variaciones de temperatura en componentes externos, identificar pérdidas energéticas, deficiencias de aislamiento, fugas incipientes y otras anomalías no perceptibles visualmente.

Las mediciones se efectuaron con una cámara termográfica FLIR E8 con resolución infrarroja 320 × 240 píxeles, ver Anexo 5. Durante la toma de datos se registraron condiciones ambientales promedio de 17 °C de temperatura, 79 % de humedad relativa y una velocidad del viento de 0,1 m/s, configurándose además la emisividad según la tabla de emisividades correspondiente a la superficie de cada caldera, ver Anexo 6.

Según [15], en calderas industriales de mediana o gran capacidad se requiere un período de 30 minutos a varias horas en régimen estable de carga térmica para que los registros reflejen fielmente el comportamiento térmico real del equipo. En el caso de la presente evaluación, todas las calderas inspeccionadas llevaban al menos una hora de funcionamiento continuo al momento de la medición, condición que garantiza estabilidad térmica adecuada.

La Tabla 10 clasifica los componentes de la caldera que pueden evaluarse mediante termografía infrarroja. delimitando el alcance de la técnica y priorizando zonas con mayor probabilidad de generar gradientes térmicos diagnósticos relevantes.

Tabla 10.- Componentes evaluables mediante inspección termográfica

N.º	Componente	Parámetros térmicos a analizar	Objetivo del análisis
1	Aislamiento térmico del cuerpo de caldera	- Temperatura superficial - Gradientes térmicos - Puntos calientes localizados	Detectar pérdidas energéticas, deterioro del aislamiento o humedad interna.
2	Tuberías externas de vapor / agua / condensado	- Distribución térmica - Caídas de temperatura anómalas - Fugas visibles	Identificar obstrucciones, fugas, fallas de aislamiento o saturación incorrecta.
3	Bridas, juntas y uniones	- Puntos calientes - Halos térmicos alrededor del sello	Confirmar fugas incipientes y fallas de estanqueidad.

Tabla 10.- Componentes evaluables mediante inspección termográfica

(continuación)

N.º	Componente	Parámetros térmicos a analizar	Objetivo del análisis
4	Válvulas externas (vapor, purga, control)	- Temperatura del cuerpo - Diferencias entre entrada y salida - Sobrecalentamiento localizado	Verificar fugas internas, bloqueo parcial o fallas del asiento.
5	Zonas externas del quemador	- Sobrecalentamiento del alojamiento - Pérdida de estanqueidad - Fugas de aire caliente	Identificar fallas de combustión, retrocesos térmicos o sellos defectuosos.
6	Ducto de gases y chimenea	- Perfil térmico del ducto - Puntos calientes - Regularidad del flujo térmico	Determinar fallas de aislamiento, depósitos internos, pérdidas energéticas.
7	Bombas y motores externos	- Temperatura superficial - Calentamiento en rodamientos y carcasa	Evaluar desgaste mecánico, cavitación o mala lubricación.
8	Panel y conexiones eléctricas accesibles	- Puntos calientes - Sobrecalentamiento	Identificar falsos contactos o sobrecargas.

Esta delimitación permite focalizar el esfuerzo en elementos que aportan información térmica útil, incrementando la precisión y la trazabilidad del diagnóstico.

3.1.7.1 Termografía cualitativa comparativa

La comparación de la anomalía térmica con un área adyacente dentro de la misma caldera se realizó para establecer un referente térmico directo, bajo condiciones operativas y materiales equivalentes. Este contraste permitió determinar si el incremento de temperatura observado correspondía realmente a un comportamiento anómalo o si podía atribuirse a variaciones normales del equipo.

Al analizar un punto de referencia cercano, sujeto al mismo flujo térmico, las mismas características constructivas y condiciones de operación similares, se garantizó que la diferencia térmica detectada fuera representativa, significativa y atribuible a una posible falla.

Los rangos de temperatura y ΔT admisibles fueron determinados considerando la información técnica del fabricante, las condiciones de operación nominal de la caldera, la naturaleza de los materiales expuestos y la experiencia previa en inspecciones se basaron en las siguientes normas:

- ISO 18434-1 (condición de monitoreo por termografía)
- ASTM E1934 (práctica estándar para termografía infrarroja)
- API 573 (Inspección de calderas y hornos)

Con el fin de establecer criterios objetivos para la evaluación termográfica de la caldera, se definieron rangos de temperatura de referencia y diferencias térmicas admisibles (ΔT) para cada uno de los sistemas y componentes inspeccionados:

- Normal: ΔT < 10–30 °C (variación esperada por operación o convección).
- Regular: ΔT 30–60 °C (desgaste moderado, seguimiento requerido).
- Crítico: ΔT > 60–100 °C (pérdidas energéticas graves, intervención prioritaria; en casos extremos >150 °C indica falla avanzada en aislamiento/refractario).

3.1.7.2 Inspección termográfica – Caldera A

En la Caldera A se registró una presión de operación de 43 psi. Consultando las tablas de vapor saturado correspondientes, se determinó que esta presión equivale a una temperatura teórica aproximada de 143.3 °C [290 °F] [416.4 K], ver Anexo 7. Este valor permitió validar la coherencia entre presión y temperatura medida.

Estructura exterior

En las áreas donde el aislamiento térmico se encuentra expuesto, la termografía permitió identificar patrones de emisión térmica asociados a pérdidas energéticas y zonas de fuga térmica. En la tapa posterior se analizó el gradiente térmico para determinar si el desgaste superficial y el aislante visible corresponden a un punto caliente activo o a una condición superficial sin riesgo inmediato.

- Sobrecalentamiento localizado tapa posterior

En la vista izquierda de la tapa posterior se registró una temperatura máxima de 280,3 °C, ver Figura 45. En la vista derecha se obtuvo 266,3 °C, ver Figura 46. En la vista central la temperatura máxima fue de 154,2 °C, ver Figura 47. La diferencia ΔT =

126,1 °C revela una distribución térmica muy irregular en una superficie que debería presentar mayor homogeneidad, evidenciando una deficiencia grave en el aislamiento térmico de la tapa posterior.

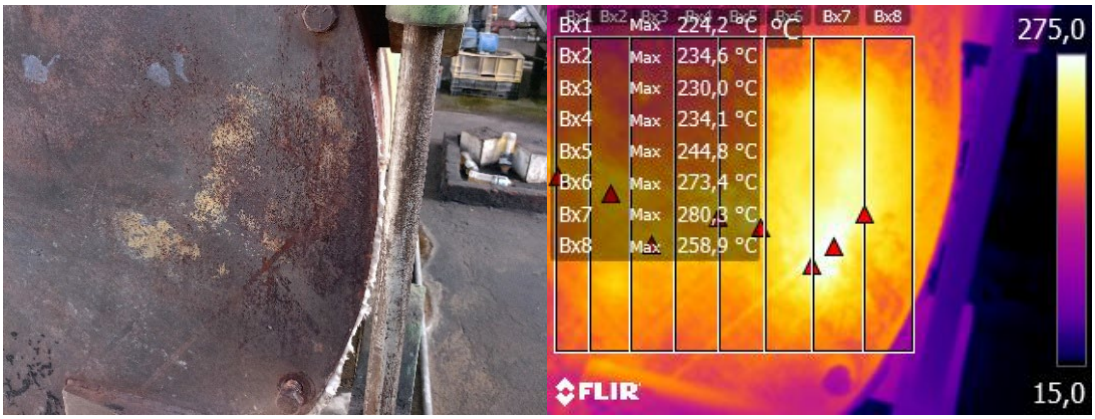


Figura 45.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior (vista izquierda) – Caldera A

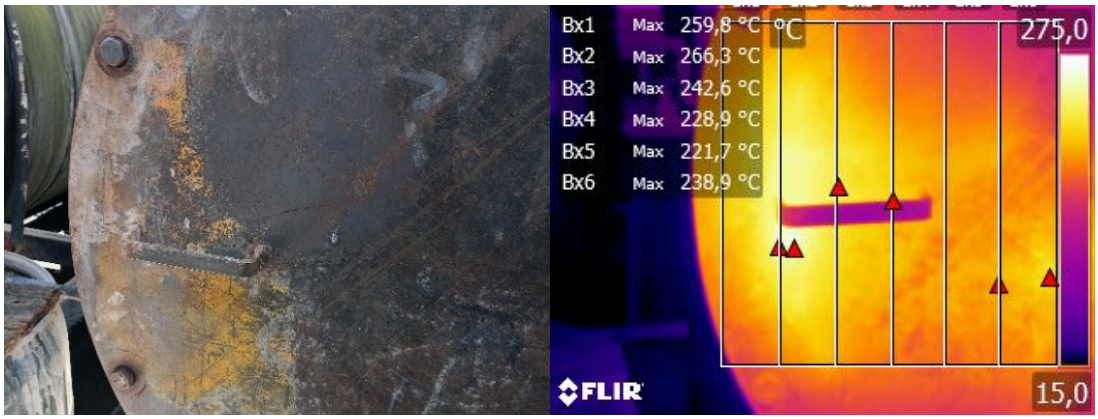


Figura 46.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior (vista derecha) – Caldera A



Figura 47.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior (vista central) – Caldera A

- Sobrecalentamiento localizado cuerpo parte posterior

Se identificó una anomalía en la parte posterior del cuerpo de la caldera, con una temperatura máxima de 265,9 °C, ver Figura 48. En el área adyacente superior a la anomalía, la temperatura máxima registrada fue de 194,1 °C, ver Figura 49, mientras que en otra zona contigua se obtuvo 123 °C, ver Figura 50. Esta discrepancia de ΔT = 142,9 °C confirma una deficiencia severa en el aislamiento térmico, que permite pérdidas importantes de calor y elevaciones puntuales de temperatura superficial.

Desde el punto de vista termográfico, una variación de esta magnitud en áreas inmediatamente próximas constituye un indicador claro de anomalía crítica que requiere revisión detallada e intervención prioritaria.

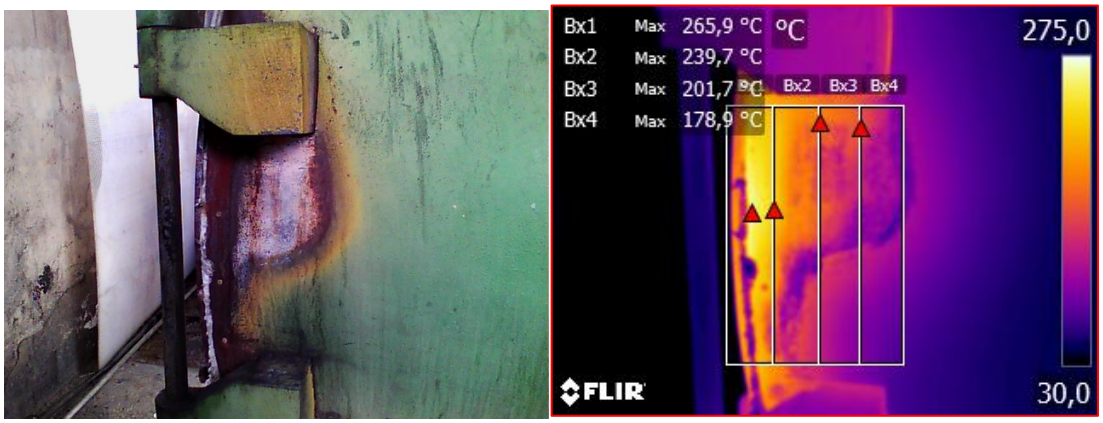


Figura 48.- Imagen RGB y termográfica, sobrecalentamiento localizado – Caldera A

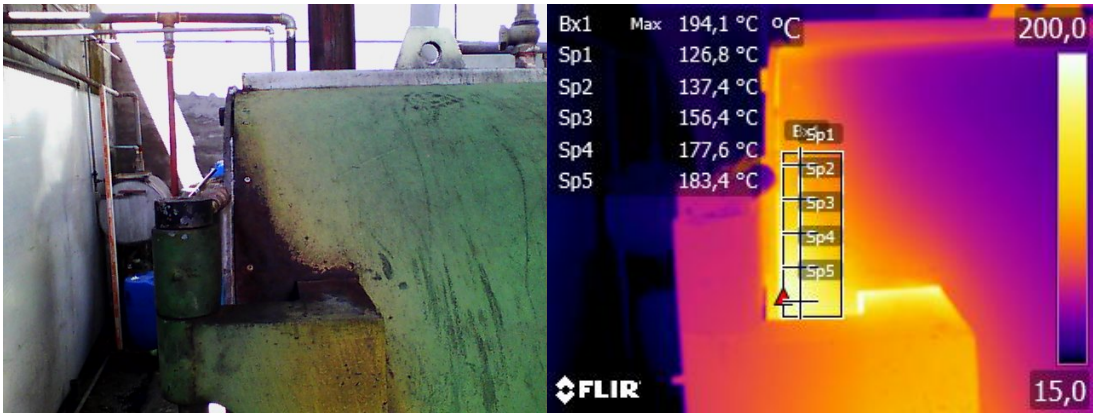


Figura 49.- Imagen RGB y termográfica, sobrecalentamiento localizado (parte superior) – Caldera A

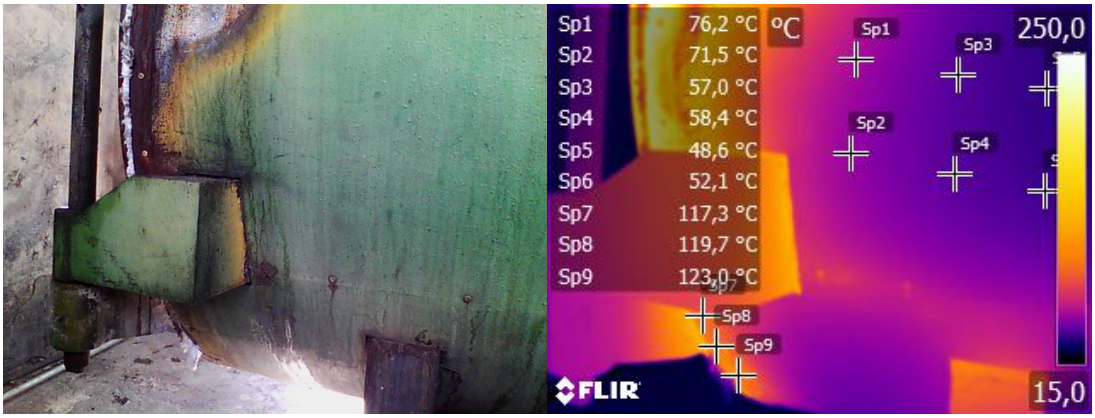


Figura 50.- Imagen RGB y termográfica, cuerpo de la caldera (área adyacente) – Caldera A

- Aislante expuesto tapa frontal

En la tapa frontal se registró una temperatura máxima de 135,9 °C, Figura 51, En un área adyacente utilizada como referencia se obtuvo una temperatura media de 96,7 °C, ver Figura 52. La diferencia ΔT = 39.3 °C indica un gradiente anormal, confirmando pérdida energética por deficiencia en el aislamiento. Aunque no alcanza nivel crítico, se clasifica como condición regular que requiere seguimiento y corrección preventiva.

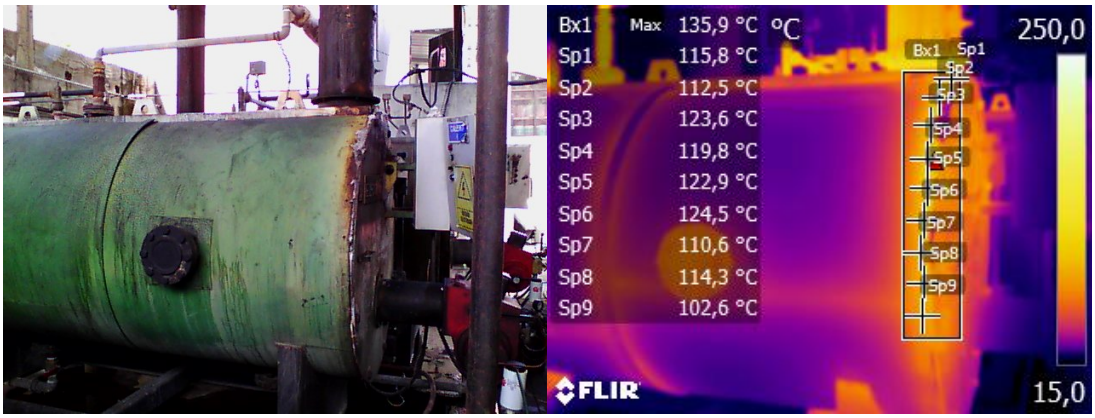


Figura 51.- Imagen RGB y termográfica aislamiento expuesto tapa frontal – Caldera A

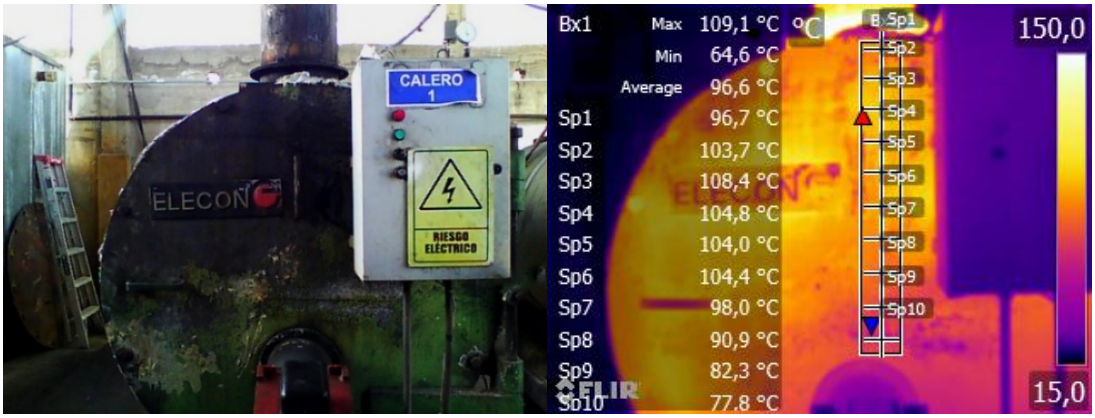


Figura 52.- Imagen RGB y termográfica aislamiento expuesto tapa frontal (área adyacente) – Caldera A

- Aislante expuesto tapa posterior

En la vista izquierda de la tapa posterior se midió una temperatura máxima de 163,5 °C, ver Figura 53. En la vista derecha se registró un máximo de 192 °C, ver Figura 54. La diferencia ΔT = 28.5 °C entre ambas zonas indica un comportamiento térmico irregular y una pérdida localizada por deterioro del aislamiento, se clasifica como condición regular que debe ser atendida.

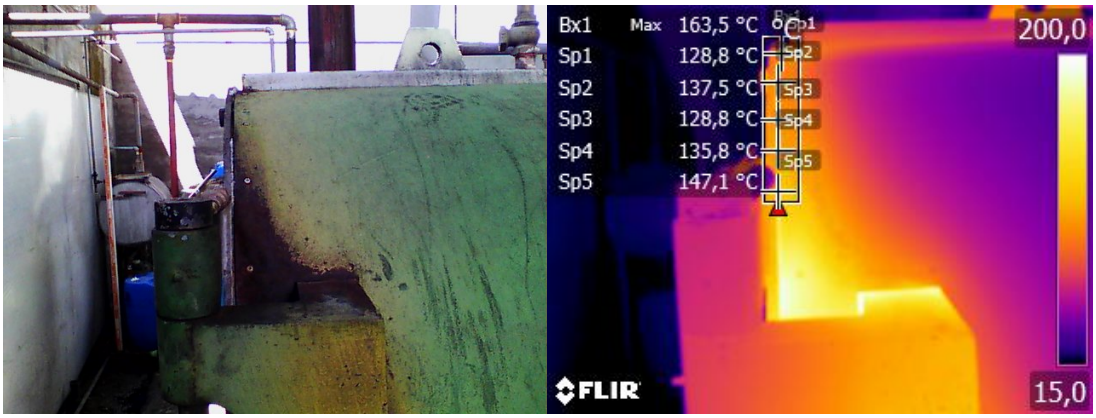


Figura 53.- Imagen RGB y termográfica aislamiento expuesto tapa posterior (vista izquierda) – Caldera A

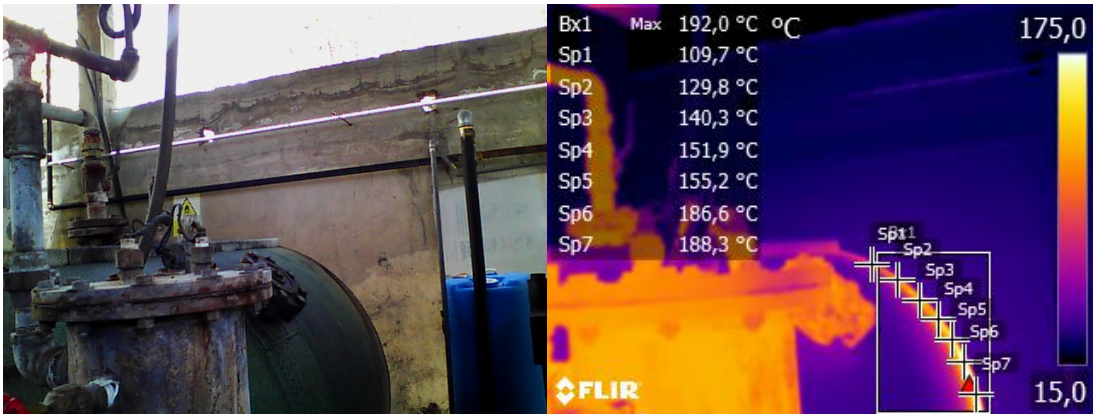


Figura 54.- Imagen RGB y termográfica aislamiento expuesto tapa posterior (vista derecha) – Caldera A

Sistema de presión y líneas externas

En el sistema de presión se evaluaron las zonas con corrosión y la conexión donde se detectó la fuga de vapor. El análisis termográfico permitió identificar diferencias térmicas entre las líneas de tubería y corroborar la presencia de fugas activas mediante patrones característicos de elevación local de temperatura.

- Corrosión en unión de tubería de vapor y fuga en válvula

En la unión de la tubería de vapor se registró una temperatura de 145,5 °C, ver Figura 55. Esta zona presentó corrosión significativa visible durante la inspección previa.



Figura 55.- Imagen RGB y termográfica brida de tubería de vapor – Caldera A

- Fuga en conexión de válvula de salida de vapor

En la válvula de salida de vapor con fuga visible se obtuvo una temperatura de 139,4 °C, ver Figura 56. En un tramo de referencia de la misma línea de vapor, sin anomalías

aparentes, se midió 135 °C, ver Figura 57. Las diferencias térmicas son menores a 10,5 °C entre los puntos evaluados, por lo que desde el punto de vista termográfico el comportamiento se considera normal y dentro de los rangos esperados.

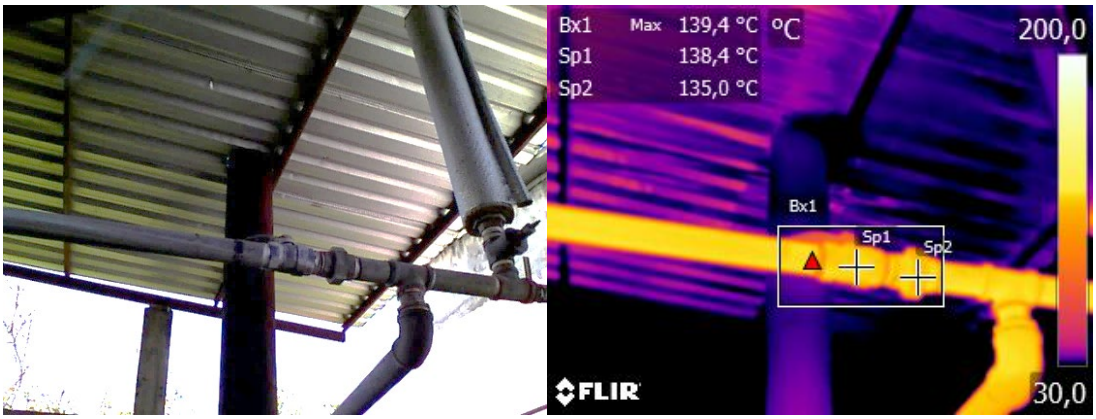


Figura 56.- Imagen RGB y termográfica válvula con fuga en tubería de vapor – Caldera A

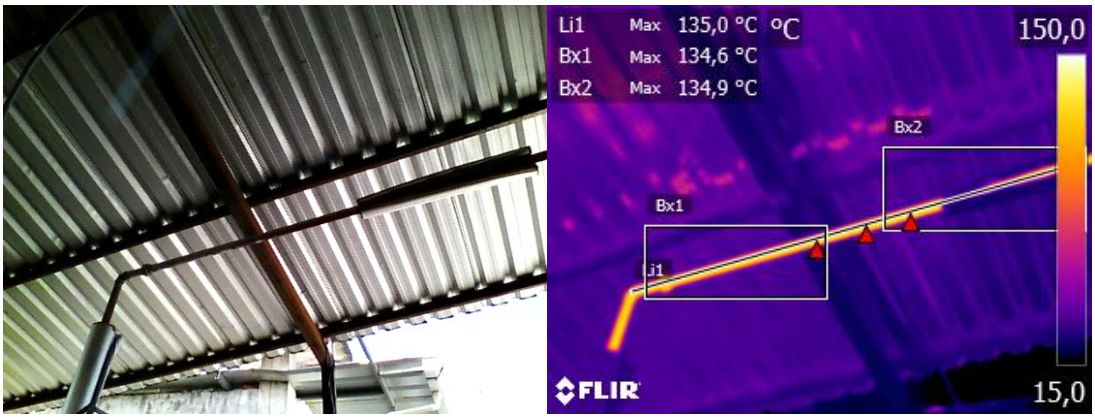


Figura 57.- Imagen RGB y termográfica tubería de vapor – Caldera A

No obstante, la fuga de vapor y la corrosión significativa en la unión deben corregirse de inmediato, ya que estos defectos pueden evolucionar con el tiempo, comprometer la integridad de la línea, aumentar el riesgo de fallos mecánicos y generar mayores pérdidas energéticas.

Chimenea y evacuación de gases

En la chimenea, la termografía se utilizó para analizar el tramo de conexión al cuerpo de la caldera y la zona afectada por la perforación, verificando la existencia de fugas

de gases calientes y determinando la extensión del deterioro térmico alrededor del área comprometida.

- Corrosión y perforación en ducto de chimenea

En la brida de conexión de la chimenea se registró una temperatura de 167.4 °C, ver Figura 58. En la zona afectada por perforación generada por corrosión se midió una temperatura similar sin sobrecalentamientos localizados, ver Figura 59. En el tramo final de la chimenea, utilizado como referencia, se obtuvo 91,5 °C, ver Figura 60. Las diferencias térmicas a lo largo del ducto son coherentes con el enfriamiento natural del flujo de gases y no presentan anomalías térmicas relevantes (ΔT inferiores a valores críticos).

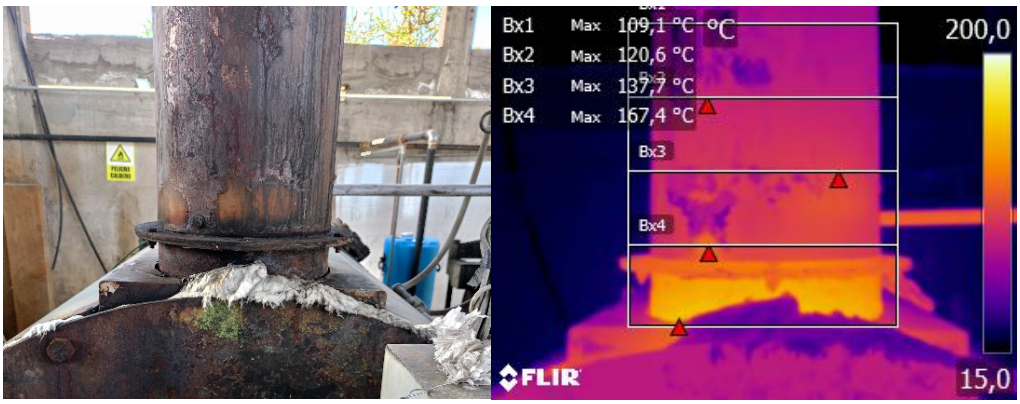


Figura 58.- Imagen RGB y termográfica brida de chimenea – Caldera A

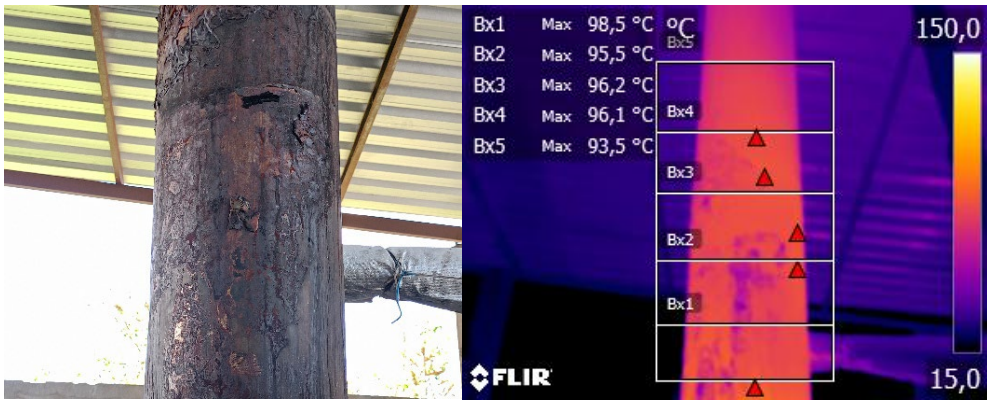


Figura 59.- Imagen RGB y termográfica perforación por corrosión – Caldera A

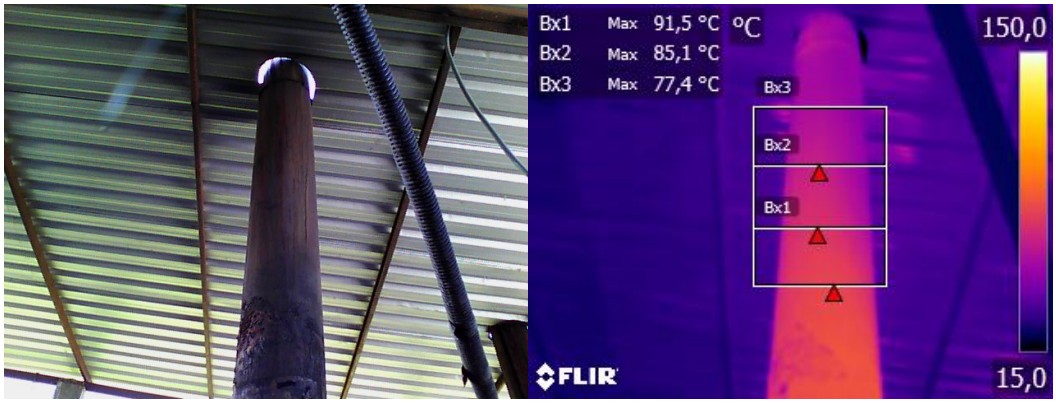


Figura 60.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera A

Aunque no se detectaron irregularidades térmicas activas, la perforación por corrosión representa una falla mecánica, por lo que se recomienda evaluar el espesor remanente del material, determinar la velocidad de avance de la corrosión y planificar la reparación o reemplazo de la sección afectada para evitar fugas de gases, ingreso de aire falso o un posible colapso futuro del ducto.

Componentes eléctricos y de control

En el sistema eléctrico se inspeccionó el contactor con instalación deficiente. Las imágenes termográficas permitieron identificar si la conexión presenta temperaturas superiores a los límites aceptables, permitiendo evaluar la severidad del falso contacto y el riesgo de sobrecalentamiento.

- Conexión deficiente en contactor

En el contactor con instalación deficiente se identificó un punto caliente en la fase L1, con una temperatura de 73,3 °C (o 76,5 °C según medición complementaria), ver Figura 61. Al compararla con las fases adyacentes del mismo tablero, se registraron 38,9 °C en L2 y 28,7 °C en L3.

Esta variación de aproximadamente 44,6 °C respecto a la fase más fría evidencia la presencia de un punto caliente dentro del tablero. El delta térmico se encuentra en el rango de 20 °C a 60 °C, lo que corresponde a una anomalía de nivel regular, posiblemente asociada a sobrecarga, falso contacto, conexión deficiente o deterioro del conductor o interruptor.

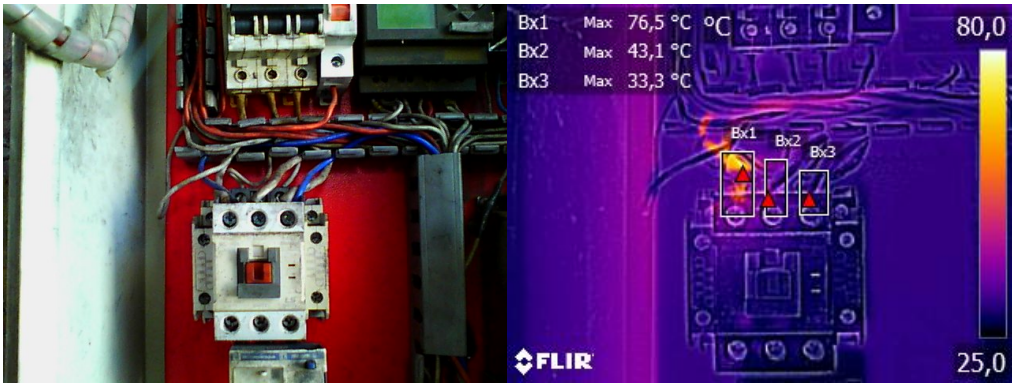


Figura 61.- Imagen RGB y termográfica de contactor – Caldera A

3.1.7.3 Inspección termográfica – Caldera B

En la Caldera B se registró una presión de operación de 70 psi. Consultando las tablas de vapor saturado correspondientes, se determinó que esta presión equivale a una temperatura teórica aproximada de 158 °C [316.4 °F] [431.1 K], ver Anexo 7. Este valor permitió validar la coherencia entre presión y temperatura medida.

Estructura exterior

La inspección termográfica de la estructura exterior de la Caldera B se centró en la identificación de anomalías térmicas superficiales en la carcasa, tapas, uniones y zonas de acceso. Estas áreas son críticas debido a su exposición a esfuerzos térmicos cíclicos, posible deterioro del aislamiento o fallas en el refractario interno.

- Concentrador de calor en tapa posterior

En la tapa posterior de la caldera se evidenció un punto circular ligeramente abultado pequeño de 1 cm de diámetro posiblemente se trate de un testigo o marca de prueba hidrostática que se utiliza para recipientes a presión para verificar que no haya fugas durante las pruebas de presión en fábrica.

En la zona analizada se registró una temperatura máxima de 31.5 °C, mientras que en las áreas contiguas el valor máximo alcanzado fue de 20.4 °C, ver Figura 62. La diferencia ΔT = 11.1 °C se encuentra dentro del rango normal esperado para estos componentes en operación, lo que indica un comportamiento térmico aceptable y sin evidencia de anomalía crítica en este momento.

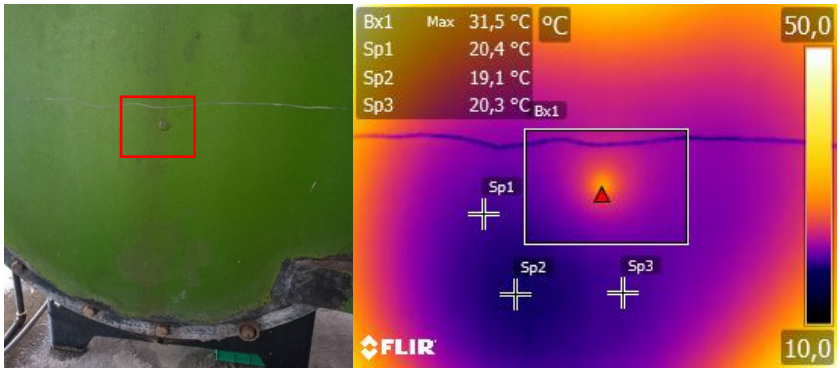


Figura 62 .- Imagen RGB y termográfica, punto circular tapa posterior – Caldera B

- Tinte térmico unión tapa-cuerpo parte posterior

En la unión tapa posterior-cuerpo de la caldera, las vistas termográficas registraron temperaturas máximas de 187.7 °C (lado derecho), ver Figura 63 y 188.2 °C (lado izquierdo), ver Figura 64, con una diferencia despreciable $\Delta T = 0.5$ °C. Sin embargo, estas zonas del perímetro de la unión tapa-cuerpo superan hasta 21.7 °C la temperatura interna de saturación (166.5 °C), lo cual constituye una anomalía térmica localizada.



Figura 63.- Imagen RGB y termográfica unión tapa posterior-cuerpo (vista derecha) – Caldera B



Figura 64.- Imagen RGB y termográfica unión tapa posterior-cuerpo (vista izquierda) – Caldera B

- Sobrecalentamiento en borde perimetral tapa posterior

En la zona de borde de la tapa posterior se midió una temperatura máxima de 192.1 °C y una media de 155 °C en el área afectada, ver Figura 65. En una región adyacente se registraron valores notablemente inferiores, máxima de 31.5 °C y media de 25.7 °C, ver Figura 66, generando un $\Delta T = 160.6$ °C entre los máximos.

Los resultados obtenidos confirman la existencia de una anomalía térmica significativa y localizada en el borde de la tapa posterior. La elevada diferencia térmica observada refuerza los hallazgos previos en la unión tapa-cuerpo y evidencia un comportamiento térmico irregular y persistente a lo largo del perímetro de la tapa posterior, lo que sugiere la probable presencia de una falla en el sistema de sellado, deterioro del refractario interno.



Figura 65.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior – Caldera B

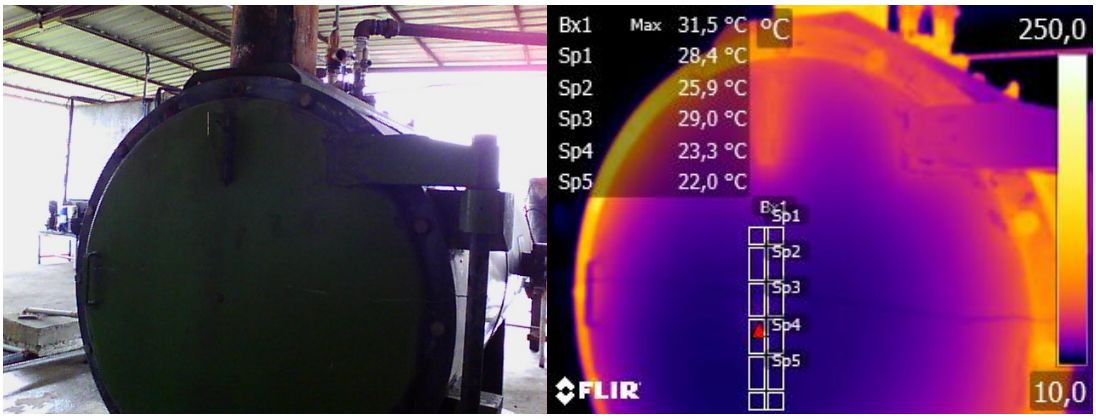


Figura 66.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior (área adyacente) – Caldera B

Sistema de presión y líneas externas

Se evaluaron las zonas con presencia de corrosión, la termografía infrarroja permitió determinar la existencia de elevaciones de temperatura localizadas en los elementos.

- Corrosión en brida de tubería de vapor

En la brida de la tubería de vapor se registró una temperatura superficial máxima de 156.6 °C, ver Figura 67. Este valor presenta una buena correlación con la temperatura interna de saturación del vapor (166.5 °C), dado que la diferencia observada $\Delta T = 9.9$ °C se encuentra dentro de los rangos esperados para una superficie expuesta sin aislamiento adicional o con aislamiento parcial, considerando la convección natural y la radiación hacia el ambiente.

No se evidencia anomalía térmica significativa en esta zona, lo cual indica un comportamiento térmico normal en la brida y en la tubería de vapor asociada.

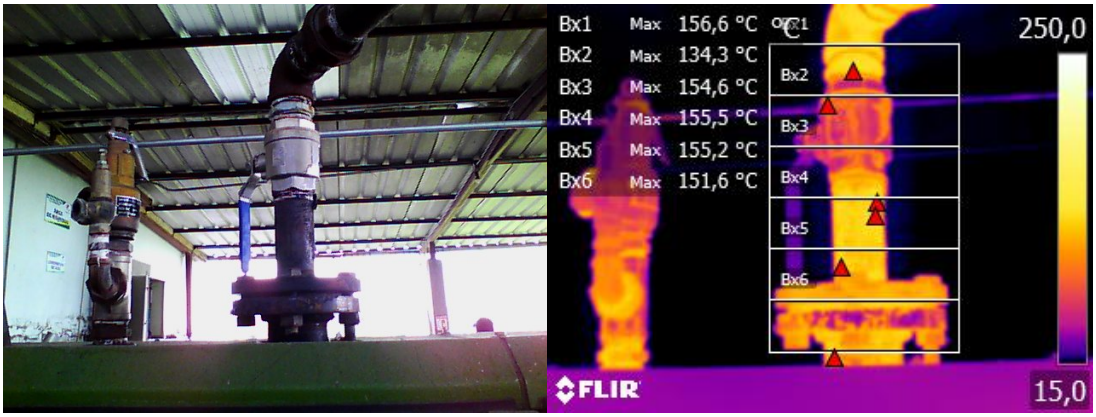


Figura 67.- Imagen RGB y termográfica brida de tubería de vapor – Caldera B

Chimenea y evacuación de gases

En la chimenea, la termografía se utilizó para analizar el tramo de conexión al cuerpo de la caldera y la zona afectada por corrosión, verificando la ausencia de fugas de gases calientes y evaluando la extensión del deterioro térmico alrededor de las áreas con afectación por corrosión.

- Corrosión en ducto de chimenea

En la conexión de la chimenea se determinó una temperatura superficial máxima de 213,3 °C, ver Figura 68. En el tramo terminal de la chimenea, utilizado como zona de

referencia, se registró una temperatura máxima de 175,4 °C, ver Figura 69. Los gradientes térmicos detectados a lo largo del conducto resultan consistentes con el proceso natural de enfriamiento del flujo gaseoso y no presentan indicios de anomalías térmicas significativas.



Figura 68.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera B



Figura 69.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera B

Componentes eléctricos y de control

En el sistema eléctrico se inspeccionó el cuadro eléctrico en busca de anomalías térmicas. Las imágenes termográficas permitieron identificar si la conexión presenta temperaturas superiores a los límites aceptables, permitiendo evaluar la severidad del falso contacto y el riesgo de sobrecalentamiento.

- Sobrecalentamiento en relé

En la inspección termográfica se registró una temperatura máxima de 49,4 °C en el relé con la anomalía, mientras que en un relé adyacente utilizado como referencia se

midió un valor máximo de 39.4 °C, ver Figura 70.

Esta diferencia térmica ΔT = 10,0 °C entre ambos componentes es consistente con una posible anomalía en las conexiones eléctricas, sobrecarga o mal funcionamiento interno del relé.

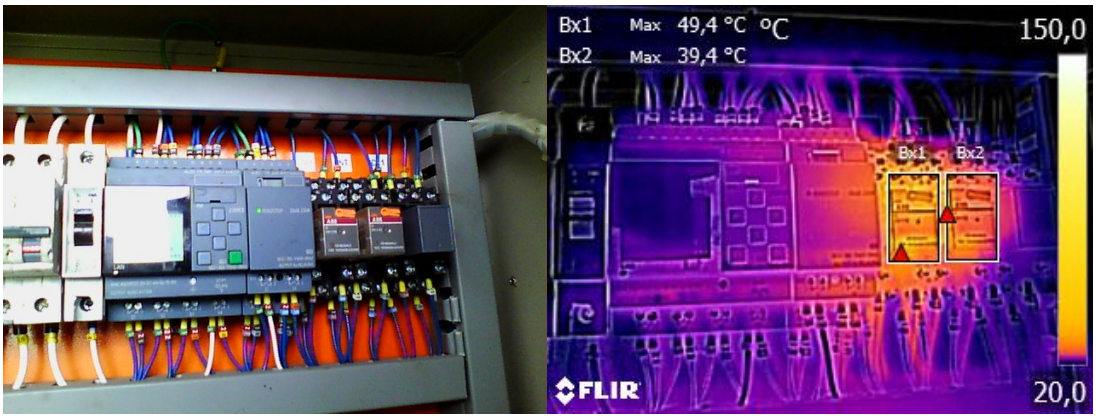


Figura 70.- Imagen RGB y termográfica, cuadro eléctrico – Caldera B

3.1.7.4 Inspección termográfica – Caldera C

En la Caldera C se registró una presión de operación de 50 psi. Consultando tablas de vapor saturado, se determinó que esta presión equivale a una temperatura teórica aproximada de 147.6 °C [297.7 °F] [420.7 K], ver Anexo 7. Este valor permitió validar la coherencia entre presión y temperatura medida.

Estructura exterior

La termografía de la estructura exterior de la caldera C se centró en las abolladuras y zonas afectadas térmicamente

- Sobrecalentamiento localizado tapa frontal y posterior

En la tapa frontal se registró una temperatura máxima de 366.4 °C, ver Figura 71. En la tapa posterior se obtuvo un máximo de 156.3 °C, ver Figura 72.

La diferencia ΔT = 210.1 °C revela un comportamiento térmico irregular y persistente alrededor del quemador, esto sugiere un deterioro del refractario interno evidenciando una deficiencia grave en el aislamiento térmico.

La situación resulta aún más crítica al compararla con zonas inmediatamente próximas de la propia tapa frontal, donde se registran temperaturas medias de 151.3 °C.

Desde el punto de vista termográfico, una variación de esta magnitud en áreas inmediatamente próximas constituye un indicador claro de anomalía crítica que requiere revisión detallada e intervención prioritaria.

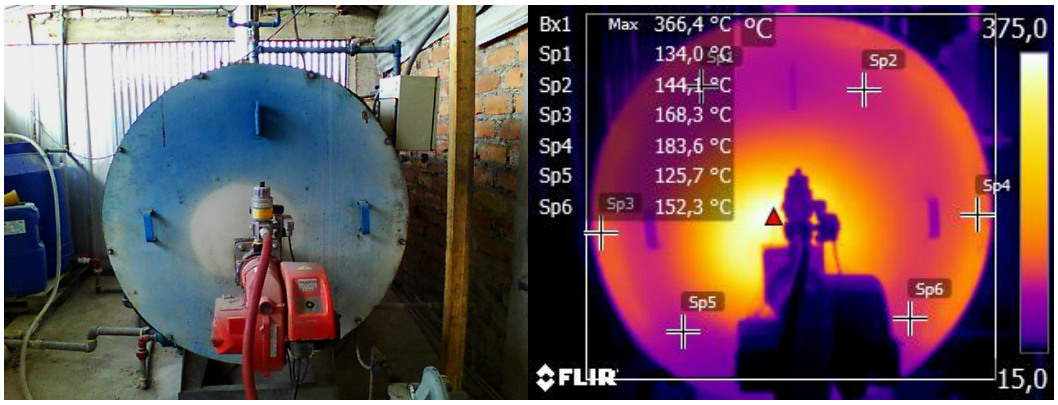


Figura 71.- Imagen RGB y termográfica tapa frontal – Caldera C

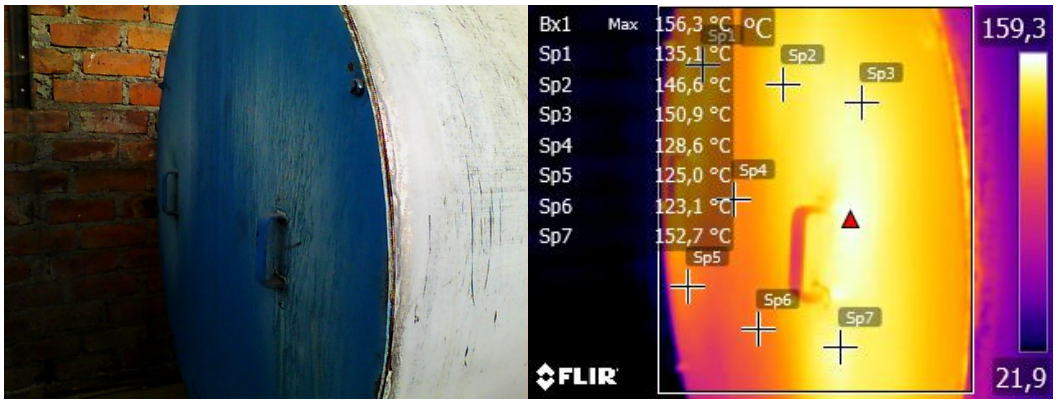


Figura 72.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior – Caldera C

- Sobrecalentamiento en borde tapa frontal

En la unión tapa frontal-cuerpo (vista derecha) de la caldera se obtuvo una temperatura máxima de 202.5 °C, ver Figura 73. En unión tapa posterior-cuerpo (vista izquierda) se obtuvo un máximo de 140.6 °C, ver Figura 74. En unión tapa posterior-cuerpo (vista derecha) se obtuvo un máximo de 153 °C, ver Figura 75, generando un $\Delta T = 61.9$ °C.

Confirmando la existencia de una anomalía térmica en las tapas, lo que sugiere la probable presencia de una falla en el sistema de sellado o deterioro del material refractario interno.

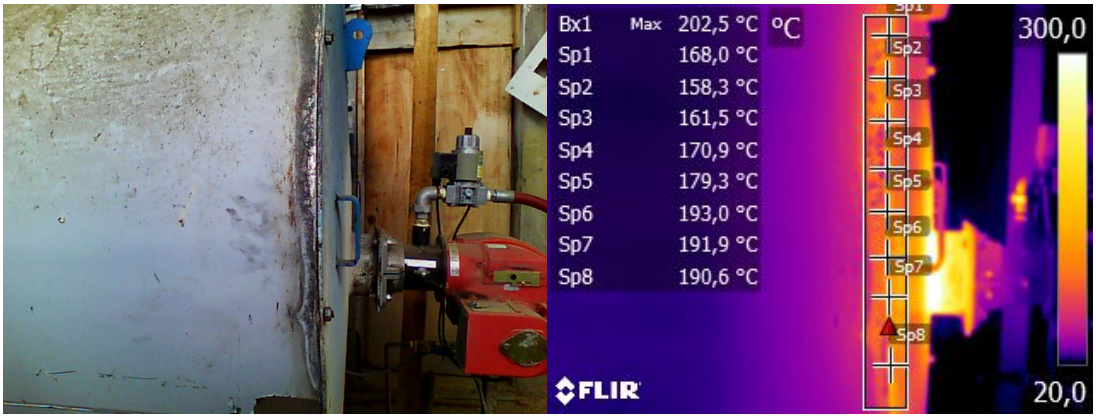


Figura 73.- Imagen RGB y termográfica unión tapa frontal-cuerpo (vista izquierda) – Caldera C

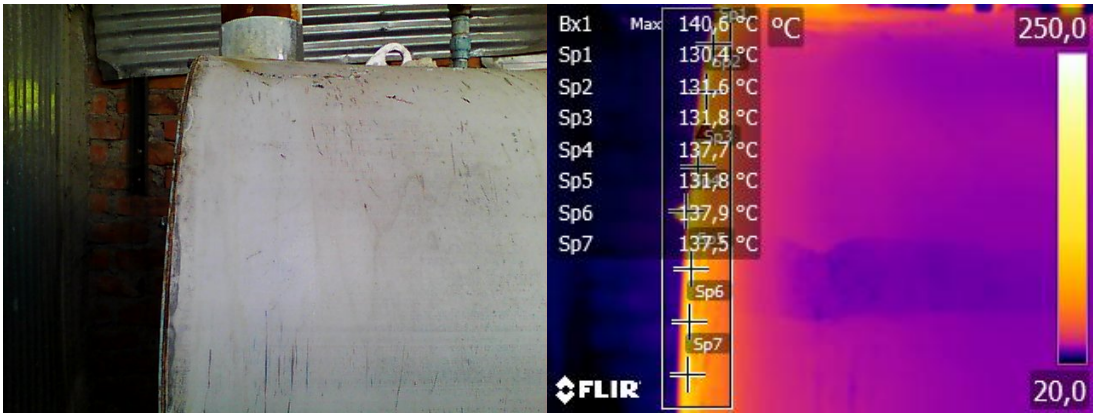


Figura 74.- Imagen RGB y termográfica unión tapa posterior-cuerpo (vista izquierda) – Caldera C



Figura 75.- Imagen RGB y termográfica unión tapa posterior-cuerpo (vista derecha) – Caldera C

- Concentración de calor en abolladuras

En el lado derecho de la caldera se identificaron tres abolladuras con comportamientos térmicos diferenciados. La primera presentó una temperatura máxima de 116 °C, ver Figura 76. Las otras dos registraron temperaturas máximas de 80.5 °C y 98.3 °C respectivamente, ver Figura 77.

Como referencia, se seleccionó un área adyacente sin deformaciones visibles, donde se obtuvo una temperatura media de 33.6 °C, ver Figura 78.

Estas diferencias térmicas ΔT = 82.4 °C respecto al área de referencia sugieren posibles alteraciones en el aislamiento, acumulación de material o deterioro localizado en las zonas abolladas, por lo que se recomienda seguimiento termográfico periódico para evaluar su evolución.



Figura 76.- Imagen RGB y termográfica, abolladuras – Caldera C

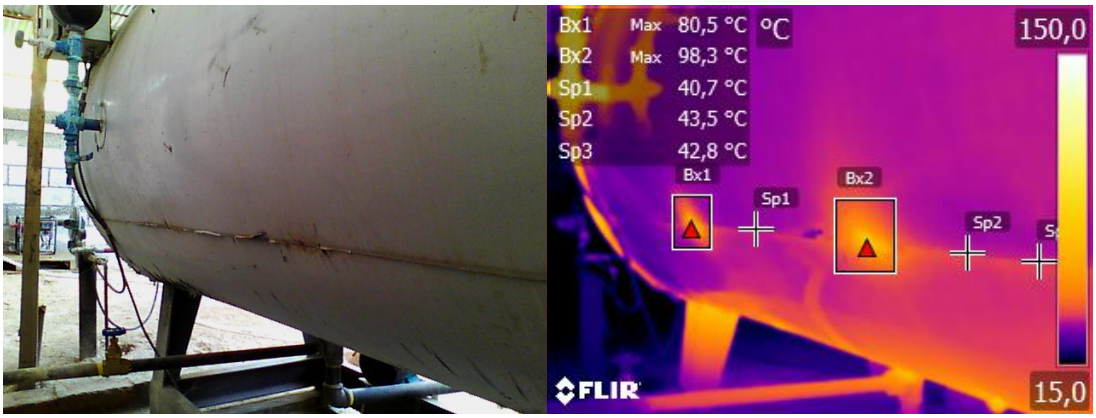


Figura 77.- Imagen RGB y termográfica, abolladuras – Caldera C

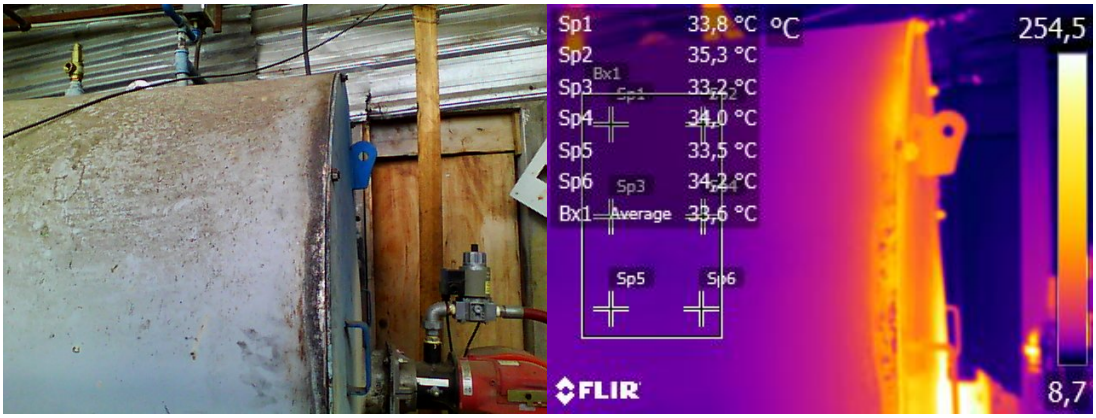


Figura 78.- Imagen RGB y termográfica cuerpo caldera (área adyacente) – Caldera C

Sistema de presión y líneas externas

Se evaluaron las tuberías y la válvula de salida de vapor, la termografía infrarroja permitió determinar la existencia de elevaciones de temperatura localizadas en los elementos.

- Válvula salida de vapor

En la válvula y tuberías se obtuvo una media de temperatura de 137 °C, ver Figura 79. Este valor representa una buena correlación con la temperatura interna de saturación del vapor (148 °C), dado que la diferencia observada $\Delta T = 11$ °C se encuentra dentro de los rangos esperados para una superficie expuesta sin aislamiento adicional, considerando la convección natural y la radiación hacia el ambiente.

No se evidencia anomalía térmica significativa en esta zona, lo cual indica un comportamiento térmico normal en la brida y en la tubería de vapor asociada.

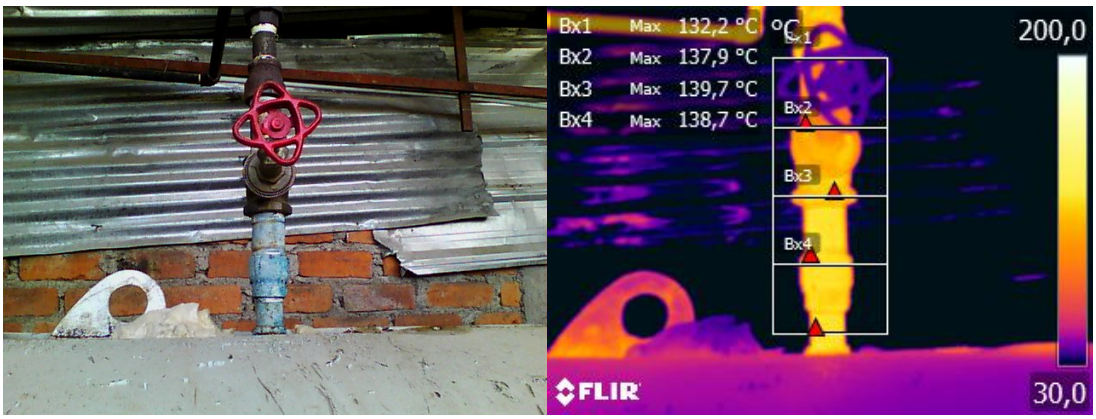


Figura 79.- Imagen RGB y termográfica válvula tubería de vapor – Caldera C

Chimenea y evacuación de gases

En la chimenea, la termografía se utilizó para analizar el tramo de conexión al cuerpo de la caldera y la zona afectada por corrosión, verificando la ausencia de fugas de gases calientes y evaluando la extensión del deterioro térmico alrededor de las áreas con afectación por corrosión.

- Corrosión en ducto de chimenea

En la chimenea se determinó una temperatura máxima de 165.7 °C, ver Figura 80. En el tramo final de la chimenea, utilizado como zona de referencia, se registró una temperatura máxima de 143.4 °C, ver Figura 81. Los gradientes térmicos detectados a lo largo del conducto resultan consistentes con el proceso natural de enfriamiento del flujo gaseoso y no presentan indicios de anomalías térmicas significativas.

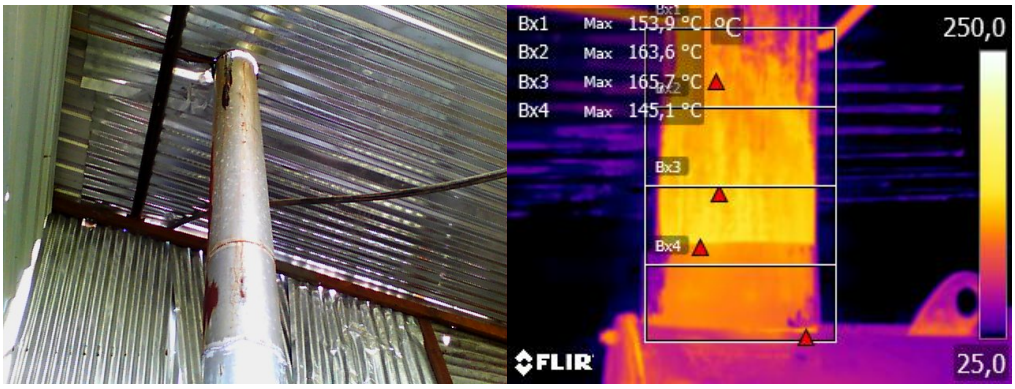


Figura 80.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera C



Figura 81.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera C

Componentes eléctricos y de control

En el sistema eléctrico se inspeccionó el cuadro eléctrico en busca de anomalías térmicas. Las imágenes termográficas permitieron identificar si la conexión presenta temperaturas superiores a los límites aceptables, permitiendo evaluar la severidad del falso contacto y el riesgo de sobrecalentamiento.

- Cuadro eléctrico

En la inspección termográfica de los contactores en condiciones operativas normales se registró una temperatura superficial máxima de 39,7 °C en uno de los contactores y de 34,8 °C en el otro, ambos se encuentran dentro del rango esperado para contactores en operación normal, sin evidencia de sobrecalentamiento ni anomalías en las conexiones o en el funcionamiento del componente.

No obstante, se recomienda incluir estos contactores en el seguimiento termográfico periódico para monitorear cualquier variación futura.

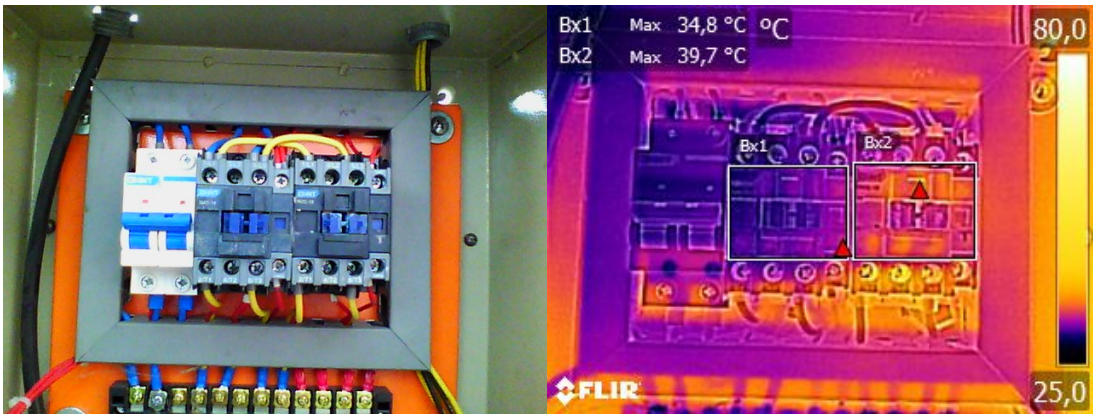


Figura 82.- Imagen RGB y termográfica, cuadro eléctrico – Caldera C

3.1.7.5 Inspección termográfica – Caldera D

En la Caldera D se registró una presión de operación de 52 psi. Consultando las tablas de vapor saturado correspondientes, se determinó que esta presión equivale a una temperatura teórica aproximada de 148.8 °C [299.8 °F] [421.9 K], ver Anexo 7. Este valor permitió validar la coherencia entre presión y temperatura medida.

Estructura exterior

La termografía de la estructura exterior de la caldera D se centró en las abolladuras, zonas con óxido y zonas afectadas térmicamente.

- Sobrecalentamiento localizado tapa frontal y posterior

En la tapa frontal se registró una temperatura máxima de 189.9 °C, ver Figura 83. En la tapa posterior se registró una temperatura máxima de 139 °C, ver Figura 84.La diferencia ΔT = 50.9 °C indica un comportamiento térmico irregular siendo un claro indicador de anomalía térmica.

Desde el punto de vista termográfico, una variación de esta magnitud en áreas inmediatamente próximas representa un signo de anomalía que requiere revisión detallada e intervención prioritaria para evaluar posibles deficiencias en el aislamiento, deterioro del refractario o acumulación de incrustaciones.

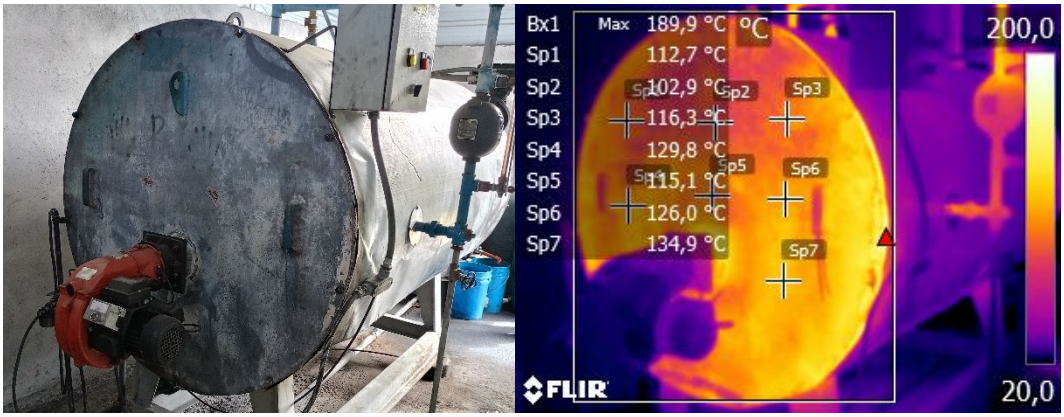


Figura 83.- Imagen RGB y termográfica tapa frontal – Caldera D

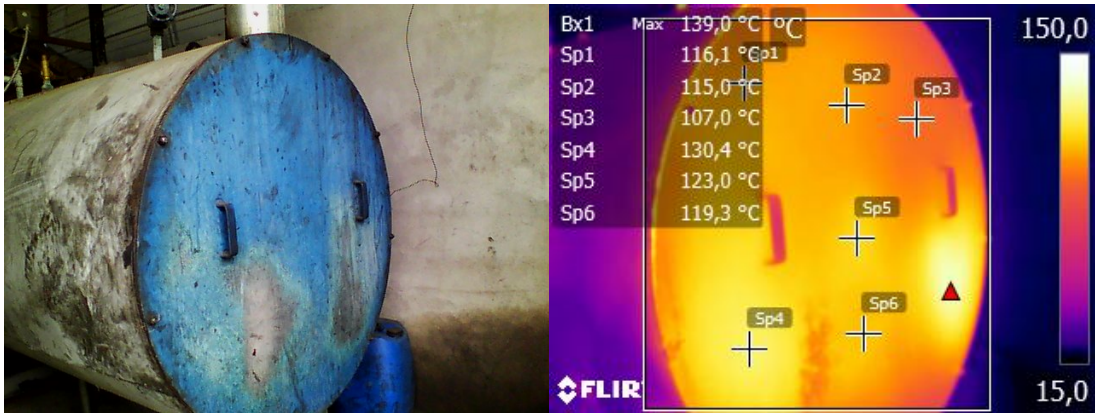


Figura 84.- Imagen RGB y termográfica tapa posterior – Caldera D

- Sobrecalentamiento en borde tapa frontal

En la unión tapa frontal-cuerpo (vista derecha) de la caldera se obtuvo una temperatura máxima de 201.1 °C, ver Figura 85. En unión tapa frontal-cuerpo (vista izquierda) se obtuvo un máximo de 162.9 °C, ver Figura 86. En unión tapa posterior-cuerpo (vista derecha) se obtuvo un máximo de 117.1 °C, ver Figura 87, generando un $\Delta T = 84$ °C.

Confirmando la existencia de una anomalía térmica en las tapas, lo que sugiere la probable presencia de una falla en el sistema de sellado, instalación deficiente o deterioro del material refractario interno.

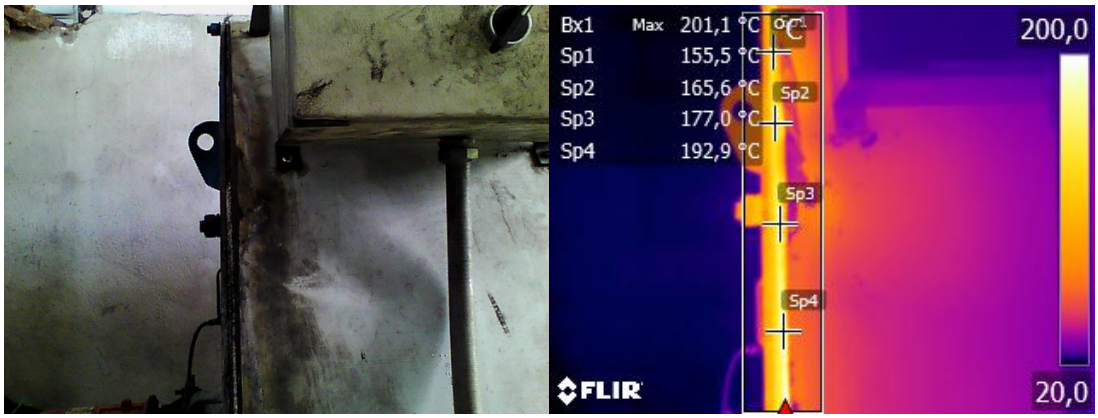


Figura 85.- Imagen RGB y termográfica unión tapa frontal-cuerpo (vista derecha) – Caldera D

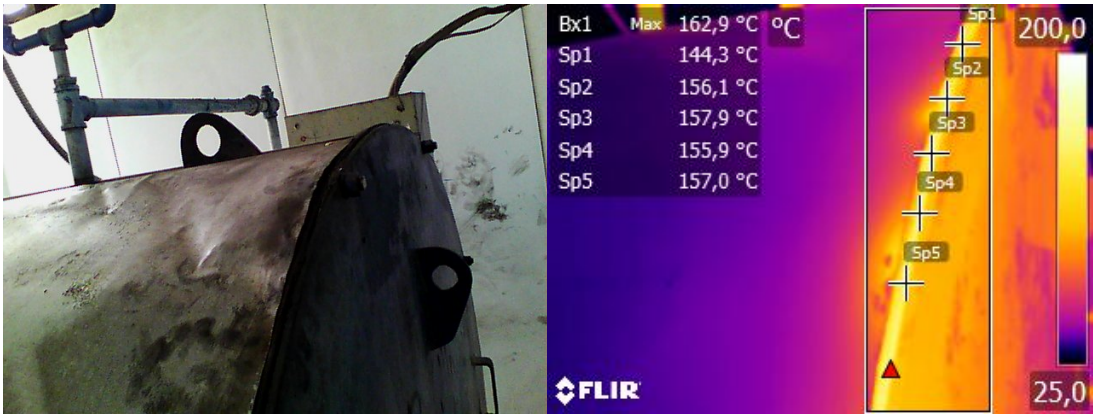


Figura 86.- Imagen RGB y termográfica unión tapa frontal-cuerpo (vista izquierda) – Caldera D

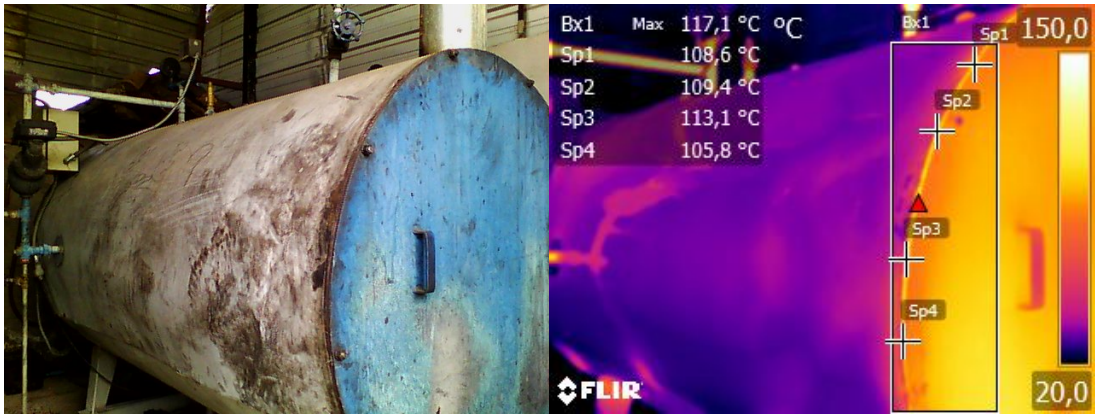


Figura 87.- Imagen RGB y termográfica unión tapa posterior-cuerpo (vista derecha) – Caldera D

- Concentración de calor en abolladuras

En el lado derecho de la caldera se identificaron dos abolladuras con comportamientos térmicos diferenciados. La primera registró una temperatura máxima de 53.5 °C, mientras que la segunda alcanzó 72.2 °C, como referencia, se seleccionó un área adyacente donde se obtuvo una temperatura media de 34 °C, ver Figura 88.

Estas diferencias térmicas ΔT = 19.5 °C en la primera abolladura y ΔT = 38.2 °C en la segunda sugieren posibles alteraciones en el aislamiento térmico, acumulación de material o deterioro localizado en las zonas afectadas. Por ello, se recomienda realizar un seguimiento termográfico periódico para monitorear su evolución y detectar cualquier progresión que pueda indicar un problema incipiente.



Figura 88.- Imagen RGB y termográfica, abolladuras – Caldera D

- Sobrecalentamiento localizado cuerpo parte frontal

Se identificó una anomalía en la parte frontal inferior del cuerpo de la caldera, con una temperatura máxima de 232.2 °C, ver Figura 89. En el área adyacente superior a la anomalía, la temperatura media registrada fue de 45.3 °C

Esta discrepancia de ΔT = 186.9 °C confirma una deficiencia severa en el aislamiento térmico, que permite pérdidas importantes de calor y elevaciones puntuales de temperatura superficial.

Desde el punto de vista termográfico, una variación de esta magnitud en áreas inmediatamente próximas constituye un indicador claro de anomalía crítica que requiere revisión detallada e intervención prioritaria.

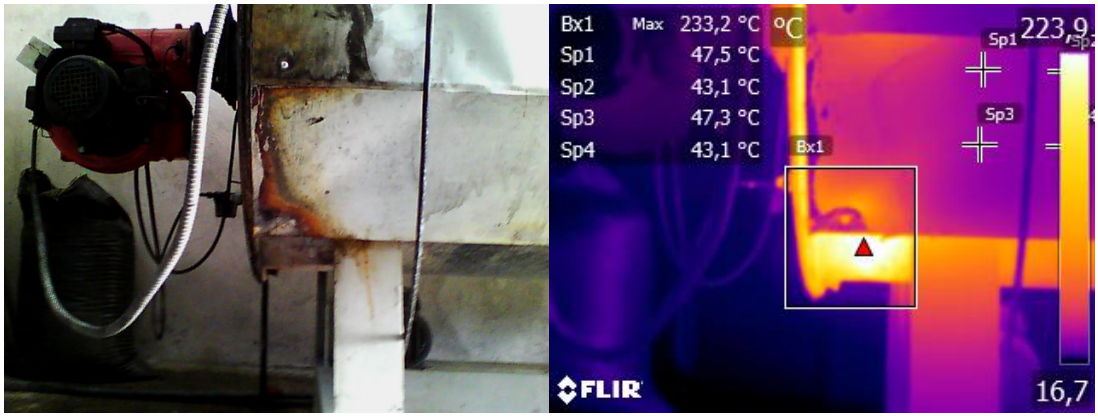


Figura 89.- Imagen RGB y termográfica, sobrecalentamiento localizado parte frontal – Caldera D

Sistema de presión y líneas externas

Se evaluaron las tuberías y la válvula de salida de vapor, la termografía infrarroja permitió determinar la existencia de elevaciones de temperatura localizadas en los elementos.

- Válvula salida de vapor

En la válvula y tuberías se obtuvo una media de temperatura de 142 °C, ver Figura 90. Este valor representa una buena correlación con la temperatura interna de saturación del vapor (150.5 °C), dado que la diferencia observada ΔT = 8.5 °C se encuentra dentro de los rangos esperados para una superficie expuesta sin aislamiento adicional o con

aislamiento parcial, considerando la convección natural y la radiación hacia el ambiente.

No se evidencia anomalía térmica significativa en esta zona, lo cual indica un comportamiento térmico normal en la brida y en la tubería de vapor asociada.

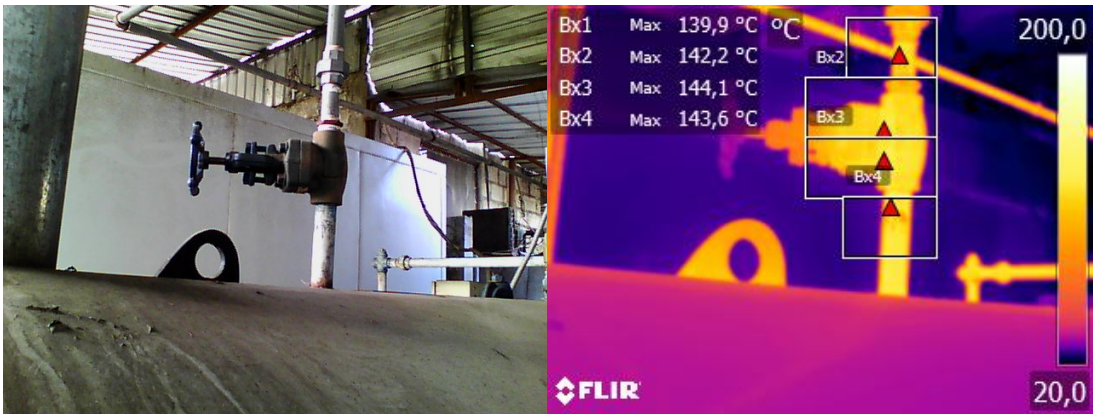


Figura 90.- Imagen RGB y termográfica válvula tubería de vapor – Caldera D

Chimenea y evacuación de gases

En la chimenea, la termografía se utilizó para analizar el tramo de conexión al cuerpo de la caldera y la zona afectada por corrosión, verificando la ausencia de fugas de gases calientes y evaluando la extensión del deterioro térmico alrededor de las áreas con afectación por corrosión.

- Corrosión cordón de soldadura

En la chimenea se determinó una temperatura máxima de 116.2 °C, ver Figura 91. En el tramo final de la chimenea, utilizado como zona de referencia, se registró una temperatura máxima de 107.8 °C, ver Figura 92.

Los gradientes térmicos detectados a lo largo del conducto resultan consistentes con el proceso natural de enfriamiento del flujo gaseoso y no presentan indicios de anomalías térmicas significativas.

No obstante, debe tenerse en cuenta que la afectación térmica se manifiesta principalmente a lo largo de la soldadura del ducto. Esta concentración de temperatura podría, a mediano o largo plazo, generar una falla mecánica en la unión o, en el peor de los casos podrían comprometer la integridad estructural.



Figura 91.- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera D

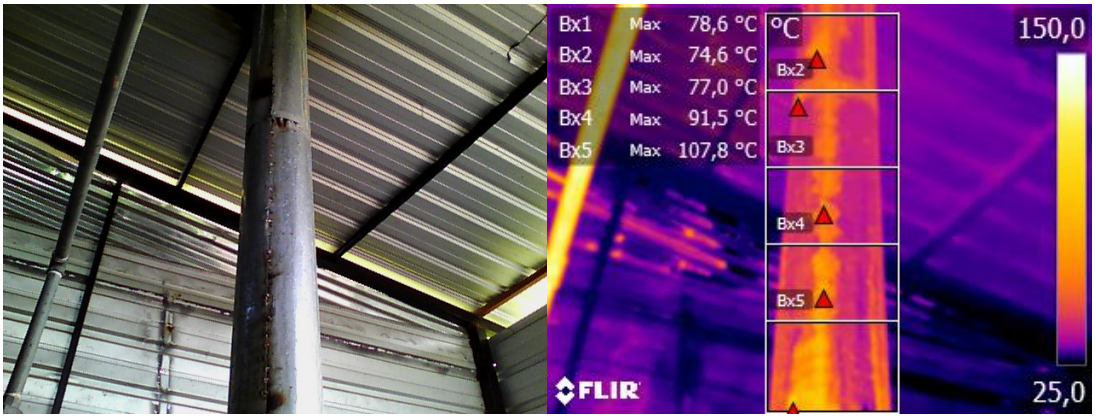


Figura 92 .- Imagen RGB y termográfica ducto chimenea – Caldera D

Componentes eléctricos y de control

En el sistema eléctrico se inspeccionó el cuadro eléctrico en busca de anomalías térmicas. Las imágenes termográficas permitieron identificar si la conexión presenta temperaturas superiores a los límites aceptables, permitiendo evaluar la severidad del falso contacto y el riesgo de sobrecalentamiento.

- Cuadro eléctrico

En la inspección termográfica de los contactores en condiciones operativas normales se registró una temperatura superficial máxima de 39,7 °C en uno de los contactores y de 35 °C en el otro, ambos se encuentran dentro del rango esperado para contactores en operación normal, sin evidencia de sobrecalentamiento ni anomalías en las conexiones o en el funcionamiento del componente.

No obstante, se recomienda incluir estos contactores en el seguimiento termográfico periódico para monitorear cualquier variación futura que pudiera indicar desgaste incipiente o aumento de resistencia en los contactos.

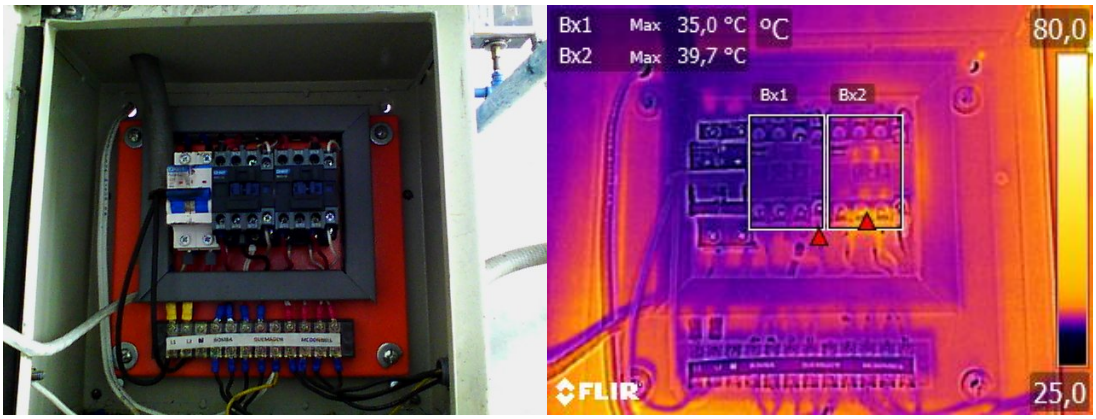


Figura 93.- Imagen RGB y termográfica, cuadro eléctrico – Caldera D

3.1.8 Resultados de inspección termográfica

La inspección termográfica infrarroja realizada en las calderas A, B, C y D permitió identificar anomalías térmicas en componentes críticos, principalmente relacionadas con deficiencias en el aislamiento térmico, deterioro del refractario interno y posibles fallas en sellados o uniones.

Caldera C representa la anomalía térmica más severa ($\Delta T > 210$ °C en tapa frontal), indicando probable deterioro avanzado del refractario interno y pérdidas energéticas críticas alrededor del quemador. Requiere intervención inmediata y evaluación no destructiva interna.

Caldera A muestra múltiples anomalías críticas en aislamiento (ΔT 126–143 °C), con pérdidas térmicas graves en tapa y cuerpo posterior; combina problemas mecánicos (fuga vapor, corrosión perforación chimenea).

Caldera D exhibe anomalías críticas puntuales (ΔT 187 °C en cuerpo frontal, 84 °C en uniones), pero menos generalizadas que A y C; abolladuras con ΔT moderado sugieren deterioro localizado.

Caldera B es la de mejor desempeño térmico: anomalías localizadas y moderadas (ΔT borde 161 °C, pero perímetro ~22 °C sobre saturación), sin críticos extremos.

3.1.9 Resumen comparativo entre calderas - termográfico

Los resultados termográficos se compararon con temperaturas de áreas adyacentes y con referencias bibliográficas. En función de esta comparación, se clasificaron los hallazgos en tres niveles de severidad térmica: normal, cuando las temperaturas se mantuvieron dentro del rango de operación; regular, cuando se observaron incrementos moderados atribuibles a desgaste o deficiencias de aislamiento; y crítico, cuando las temperaturas excedieron los valores esperados, indicando la necesidad de intervención o mantenimiento correctivo.

La información obtenida por termografía se integró en una matriz de hallazgos para priorizar las acciones correctivas, definir riesgos y establecer recomendaciones de mantenimiento, ver Tabla 11.

Tabla 11.- Matriz de hallazgos termográficos comparativos

N.°	Caldera	Componente / Zona	Anomalía principal	Temperatura máxima (°C)	Temperatura referencia (°C)	ΔT (°C)	Criticidad	Observaciones / Recomendación
1	A	Tapa posterior (vista izquierda)	Desgaste térmico localizado	280,3	154,2	126,1	Crítico	Deficiencia grave aislamiento; intervención urgente.
2		Cuerpo posterior	Sobrecalentamiento localizado	265,9	123	142,9	Crítico	Pérdidas energéticas severas; revisar refractario.
3		Tapa frontal (aislante expuesto)	Gradiente anormal	135,9	96,7	39,3	Regular	Seguimiento preventivo.
4		Tapa posterior (aislante expuesto)	Irregularidad térmica	192	163,5	28,5	Regular	Deterioro localizado; corrección media prioridad.
5		Contactor eléctrico	Punto caliente fase L1	76,5	28,7–38,9	44	Regular	Falso contacto; monitoreo eléctrico.
6	B	Borde perimetral tapa posterior	Sobrecalentamiento localizado	192,1	31,5 (adyacente)	160,6	Crítico	Probable falla sellado/refractario; revisar.
7		Unión tapa-cuerpo posterior	Sobrecalentamiento perímetro	187,7–188,2	166,5(saturación)	21–22	Regular	Anomalía moderada; seguimiento.

Tabla 11.- Matriz de hallazgos termográficos comparativos (continuación)

N.°	Caldera	Componente / Zona	Anomalía principal	Temperatura máxima (°C)	Temperatura referencia (°C)	ΔT (°C)	Criticidad	Observaciones / Recomendación
8		Relé eléctrico	Anomalía conexiones	49,4	39,4	10	Leve-Regular	Posible sobrecarga; monitoreo.
9	C	Tapa frontal	Sobrecalentamiento extremo	366,4	151,3(adyacente) 156,3(posterior)	210-215	Crítico extremo	Deterioro grave refractario; intervención inmediata.
10		Unión tapa-cuerpo	Irregularidad térmica	202,5	140,6–153	61,9	Crítico	Falla sellado probable.
11		Abolladuras laterales	Concentración calor	116	33,6	82,4	Regular	Alteración aislamiento; seguimiento periódico.
12	D	Cuerpo frontal inferior	Sobrecalentamiento localizado	232,2	45,3	186,9	Crítico	Deficiencia severa aislamiento; prioridad alta.
13		Tapa frontal	Irregularidad vs. posterior	189,9	139	50,9	Crítico	Anomalía térmica significativa.
14		Unión tapa-cuerpo	Gradiente en vistas	201,1	117,1–162,9	84	Crítico	Posible falla sellado/refractario.
15		Abolladuras	Concentración localizada	53,5–72,2	34	19,5–38,2	Regular	Seguimiento evolución.

3.1.10 Validación del diagnóstico termográfico mediante intervención técnica en la unidad crítica (Caldera C)

La selección de la Caldera C como unidad para la fase de intervención técnica responde a los resultados obtenidos en la matriz de Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMFE) y la inspección termográfica previa, donde esta unidad presentó la mayor criticidad operativa.

La gestión de mantenimiento implementada en la planta ha seguido un enfoque predominantemente correctivo, caracterizado por la intervención de los equipos solo tras la manifestación de fallos o pérdida de funcionalidad. La adopción de un modelo predictivo facilita la identificación temprana de patologías térmicas, previniendo paradas no programadas.

La intervención se focalizó en el material refractario con un avanzado estado de degradación estructural (fracturamiento y desprendimiento), producto de ciclos térmicos severos y mantenimientos anteriores deficientes, ver Figura 94. El proceso consistió en el retiro integral del material refractario deteriorado en la zona del quemador. Adicionalmente, se procedió al reemplazo del material aislante refractario en las tapas frontal y posterior, junto con una limpieza interna general de la caldera para eliminar los depósitos y residuos acumulados.



Figura 94.- Condición de la tapa del quemador antes y después del mantenimiento

Una vez concluidos los trabajos y transcurrido el periodo de estabilización térmica, se procedió con la reinspección termográfica.

3.1.11 Análisis comparativo de la firma térmica post-intervención

Los resultados de la reinspección termográfica mostraron una mejora drástica en la firma térmica de la caldera. La temperatura superficial máxima en la tapa del quemador descendió de 366.4 °C a 60.9 °C, lo que representó una reducción superior al 80 % en las pérdidas térmicas localizadas, ver Figura 95 y Figura 96. Este valor se encuentra dentro de los estándares seguros de operación esperados según la norma ISO 13732.

A continuación, se presentan las imágenes termográficas comparativas:

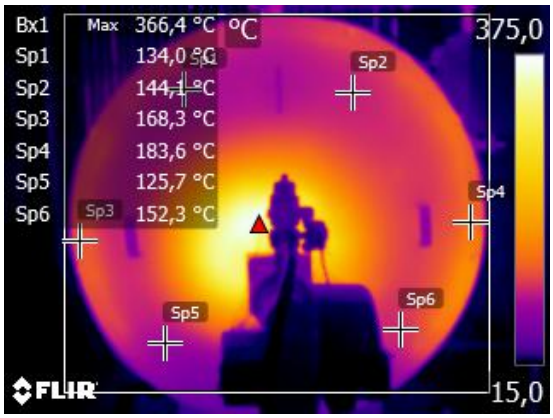


Figura 95.- Imagen termográfica de la tapa del quemador antes del mantenimiento (punto caliente de 366.4 °C).

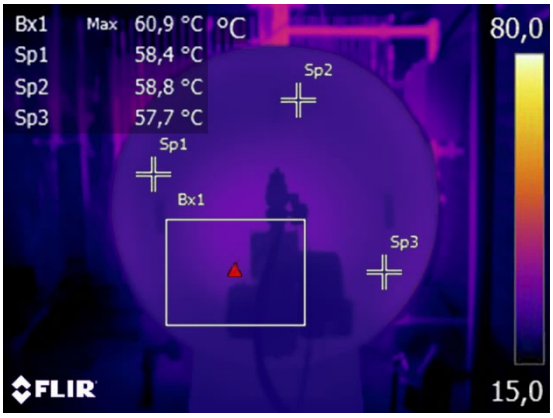


Figura 96.- Imagen termográfica de la tapa del quemador después del mantenimiento (temperatura máxima de 60.9 °C).

La tapa posterior presentó una mejora significativa al reducir su temperatura máxima de 156.3 °C a 41.9 °C tras el reemplazo del material aislante refractario, ver Figura 97 y Figura 98. Esta reducción cercana al 73 % confirma la correcta restauración del aislamiento térmico en esta zona.

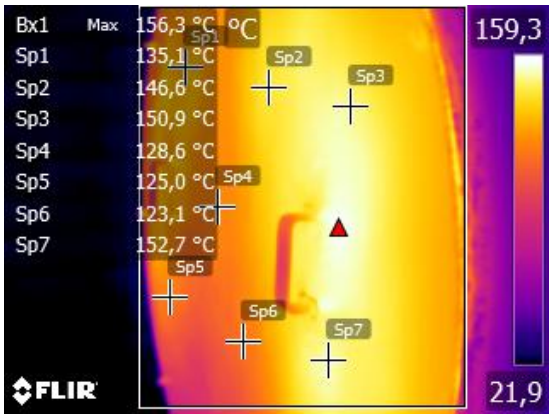


Figura 97.- Imagen termográfica de la tapa posterior antes del mantenimiento (temperatura máxima de 156.3 °C).

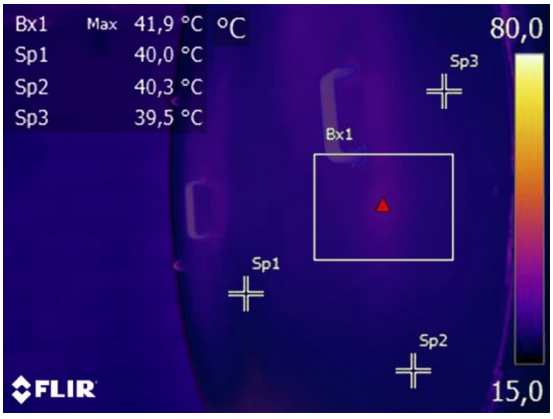


Figura 98.- Imagen termográfica de la tapa posterior después del mantenimiento (temperatura máxima de 41.9 °C).

En la unión de la tapa frontal se registró una disminución de la temperatura máxima de 202.5 °C a 106.6 °C después de la intervención, ver Figura 99 y Figura 100. Esta reducción de aproximadamente 47 % indica una mejor contención térmica en la zona de unión, resultado de la limpieza general y la reparación del refractario adyacente.

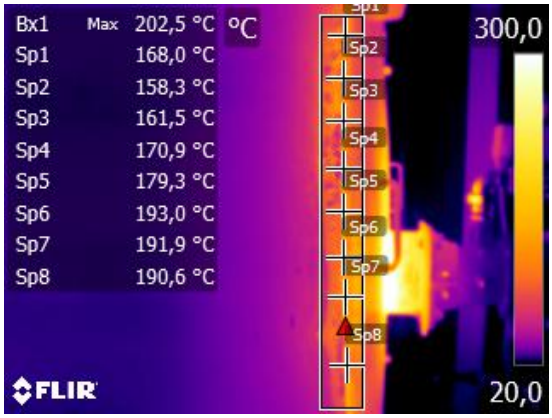


Figura 99.- Imagen termográfica unión tapa frontal antes del mantenimiento (temperatura máxima de 202.5 °C).

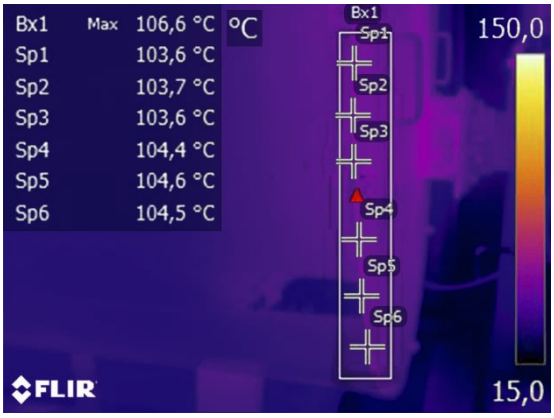


Figura 100.- Imagen termográfica unión tapa frontal después del mantenimiento (temperatura máxima de 106.6 °C).

3.1.12 Cálculos

Tras la identificación de los puntos críticos mediante termografía cualitativa, se procede a realizar la cuantificación de pérdidas energéticas. Este análisis permite transformar los gradientes de temperatura detectados en valores de potencia térmica desperdiciada (Watts) y su impacto económico (USD).

3.1.12.1 Ecuaciones fundamentales

La pérdida de calor total en la superficie de la caldera se define como la suma de la transferencia por convección natural y radiación térmica:

- Convección (Pérdidas energéticas estimadas):

La convección influye directamente en la temperatura medida, ya que aumenta la pérdida de calor en zonas donde el aislamiento está dañado o expuesto. Cuando existe un punto caliente anómalo, suele deberse a que el flujo convectivo es mayor por pérdida de aislamiento, contacto directo con metal caliente o fugas de vapor. La transferencia de calor convectivo se expresa en la Ecuación 1.

$$q_{conv} = hA(T_s - T_{amb}) \quad (1)$$

Donde:

h = Coeficiente de convección [W/m^{2}K]

A = Área [m^2]

T_s = Temperatura de la superficie [K]

T_{amb} = Temperatura ambiente [K]

- Radiación (Ley de Stefan-Boltzmann):

Esta ecuación permite calcular la transferencia de calor por radiación entre una superficie caliente y su entorno, y se determina mediante la Ecuación 2.

$$q_{rad} = \sigma * \varepsilon * A(T_s^4 - T_{amb}^4) \quad (2)$$

Donde:

σ = Constante de Stefan-Boltzmann 5.6703x10^{-8} [W/m^{2}K]

ε = Emisividad

T_s = Temperatura de la superficie [K]

T_{amb} = Temperatura ambiente [k]

- Pérdida de calor total (Q_T)

Se obtiene mediante la sumatoria de ambos mecanismos de transferencia, como se indica en la Ecuación 3:

$$Q_T = Q_{conv} + Q_{rad} \quad (3)$$

3.1.12.2 Parámetros y constantes para el cálculo

Para asegurar la validez y reproducibilidad de los cálculos, se definieron las siguientes condiciones base presentadas en la Tabla 12, obtenidas de la inspección en campo, mediciones directas y recomendaciones del estándar API 573.

Tabla 12.- Condiciones base para cálculos

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad	Observación
Temperatura ambiente	T_{amb}	17	°C	Medida en sitio
Temperatura ambiente	T_{amb}	290,15	K	Conversión a temperatura absoluta
Emisividad superficial	ε	0,95	—	Acero con recubrimiento y oxidación superficial
Área de análisis	A	0,785	m²	Superficie circular equivalente (diámetro = 1 m)
Coeficiente de convección natural	h	8	W/(m²·K)	Valor conservador para convección natural en aire
Constante de Stefan-Boltzmann	σ	$5,67 \times 10^{-8}$	W/(m²·K⁴)	Valor universal

3.1.12.3 Pérdidas energéticas – diagnóstico inicial

Basado en los resultados de la Tabla 13, se identifica que la Caldera C presenta una pérdida de energía de 8.97 kW, siendo 1.7 veces mayor que la Caldera A y 3 veces mayor que la Caldera B. Por tanto, se selecciona esta unidad para validar el procedimiento de mantenimiento predictivo propuesto.

Tabla 13.- Comparativa de pérdidas térmicas por radiación y convección en unidades evaluadas

Caldera	Temp. Máxima (°C)	Q_{conv} (W)	Q_{rad} (W)	Q_{total} (kW)	Severidad
A	280.3	1654.37	3669.44	5.32	Crítica
B	192.1	1100.19	1682.34	2.78	Normal
C	366.4	2195.35	6777.92	8.97	Crítica
D	232.2	1352.14	2459.26	3.81	Regular

3.1.12.4 Cálculos en condición – antes del mantenimiento

Se utiliza la temperatura máxima registrada por la cámara termográfica en la tapa del quemador de la Caldera C (366.4 °C o 639.55 K).

- Cálculo de pérdida por convección (Q_{c1}) utilizando la Ecuación 1

$$Q_{c1} = 8 * 0.785 * (639.55 - 290.15)$$
$$Q_{c1} = 2195.35\ [W]$$

- Cálculo de pérdida por radiación (Q_{r1}) utilizando la Ecuación 2

$$Q_{r1} = 0.95 * 5.67x10^{-8} * 0.785 * (639.55^4 - 290.15^4)$$
$$Q_{t1} = 6777.92\ [W]$$

- Pérdida total inicial (Q_{T1}) utilizando la Ecuación 3

$$Q_{T1} = 2195.35 + 6777.92$$
$$Q_{T1} = 8.97\ [kW]$$

3.1.12.5 Cálculos en condición – después del mantenimiento

Se utiliza la temperatura registrada una vez realizado el cambio del material refractario y limpieza (60.9 °C o 334.05 K).

- Cálculo de pérdida por convección (Q_{c2}) utilizando la Ecuación 1

$$Q_{c2} = 8 * 0.785 * (334.05 - 290.15)$$
$$Q_{c2} = 275.83\ [W]$$

- Cálculo de pérdida por radiación (Q_{r2}) utilizando la Ecuación 2

$$Q_{r2} = 0.95 * 5.67x10^{-8} * 0.785 * (334.05^4 - 290.15^4)$$
$$Q_{t2} = 226.96\ [W]$$

- Pérdida total final (Q_{T2}) utilizando la Ecuación 3

$$Q_{T2} = 275.3 + 226.96$$
$$Q_{T2} = 0.5\ [kW]$$

3.1.12.6 Cuantificación del ahorro del combustible

La evaluación de la efectividad de la mejora se realizó aplicando la Ecuación 4 y Ecuación 5. La primera corresponde al cálculo de recuperación energética y la segunda a la reducción porcentual de las pérdidas térmicas, según se detalla a continuación.

- Energía recuperada (ΔQ)

$$\Delta Q = Q_{T1} - Q_{T2} \tag{4}$$
$$\Delta Q = 8.97 - 0.5$$
$$\Delta Q = 8.47\ kW$$

- Reducción porcentual de pérdidas (%Reducción)

$$\%Reducción = \frac{\Delta Q}{Q_{T1}} \tag{5}$$
$$\%Reducción = \frac{8.47}{8.97}$$
$$\%Reducción = 94.4\ \%$$

- Masa de combustible ahorrado ($m_{combustible}$)

Para determinar el impacto económico, se calcula la masa de diésel #2 ahorrada mediante la Ecuación 6:

$$m_{combustible} = \frac{\Delta Q * t}{PCI * \eta} \tag{6}$$

Donde:

ΔQ = energía recuperada

PCI = Poder calorífico (44,800 kJ/kg)

t = Tiempo de operación diaria (6 horas/día)

η = Eficiencia térmica de la caldera (85% = 0.85)

$$m_{combustible} = \frac{8.47 * 6 * 3600}{44800 * 0.85}$$
$$m_{combustible} = 4.8\ kg/dia$$

- Volumen y costo económico mensual ($A_{mensual}$)

Finalmente, el ahorro económico o costo evitado se calcula con la Ecuación 7.

Considerando la densidad del diésel de 3.22 kg/gal, [0.85 kg/L] y 22 días laborales al mes y un precio por galón de 3.10 USD.

$$A_{mensual} = \left(\frac{m_{combustible}}{3.22}\right) * dias * precio \quad (7)$$

$$A_{mensual} = \left(\frac{4.8}{3.22}\right) * 22 * 3.1$$

$$A_{mensual} = 102.4 \ USD/mes$$

3.1.12.7 Comparativa de anomalías y pérdidas térmicas

Para determinar la criticidad de cada empresa, se realizó una sumatoria de todas las anomalías detectadas en la inspección termográfica, ver Tabla 14. Este análisis permite visualizar la pérdida de energía total que presenta cada sistema antes de cualquier intervención.

Tabla 14.- Resumen global de anomalías térmicas y pérdidas por unidad

Caldera	Punto de anomalía critico detectado	Temp. Máx (∘C)	Pérdida (kW)	Total por caldera (kW)
A	Tapa posterior	280.3	5.34	7.34 kW
	Tapa frontal	135.9	1.62	
	Cuerpo posterior (Sobrecalentamiento)	265.9	0.38	
B	Borde perimetral tapa posterior	192.1	0.21	0.67 kW
	Unión tapa posterior-cuerpo	188.2	0.20	
	Ducto de chimenea (corrosión)	213.3	0.26	
C (antes)	Tapa frontal (zona quemador)	366.4	8.97	11.32 kW
	Tapa posterior	156.3	2.02	
	Unión tapa frontal-cuerpo	202.5	0.23	
	Abolladura lateral	116.0	0.10	
C (después)	Tapa frontal	60.9	0.5	0.58 kW
	Unión tapa-cuerpo	106.6	0.08	
D	Tapa frontal	189.9	2.65	4.86 kW
	Tapa posterior	139.0	1.68	
	Unión tapa frontal	201.1	0.23	
	Cuerpo frontal	232.2	0.30	

3.1.12.8 Comparativa económica global por desperdicio térmico

Utilizando el costo de combustible de $3.10/gal y los parámetros de operación diario en la industria láctea del cantón Píllaro, se presenta el impacto financiero del desperdicio energético detectado, ver Tabla 15.

Tabla 15.- Impacto económico mensual por desperdicio térmico

Caldera	Potencia perdida total (kW)	Galones diésel / Mes	Costo mensual perdido (USD)
Caldera A	7.34	28.52	$88.41
Caldera B	0.67	2.60	$8.06
Caldera C (antes)	11.32	44.02	$136.46
Caldera C (después)	0.58	1.62	$5.02
Caldera D	4.86	18.88	$58.53

3.1.13 Análisis de resultados

Los resultados obtenidos demuestran que, si bien la inspección visual (basada en la norma IEC 60812) es fundamental para establecer una línea base y detectar fallas mecánicas evidentes, como la perforación en la chimenea de la caldera A o las abolladuras estructurales en las calderas C y D, esta técnica resulta insuficiente para diagnosticar la integridad interna del sistema.

Se observó que componentes con apariencia visual "normal" o con defectos aparentemente estéticos (abolladuras), ocultaban anomalías térmicas severas. El caso más crítico fue la caldera C, donde una abolladura lateral presentaba un incremento de temperatura de 82.4 °C respecto a las zonas adyacentes, confirmando que los impactos mecánicos externos desplazan el aislamiento interno, creando puentes térmicos que aceleran la degradación del cuerpo cilíndrico.

La aplicación de la termografía infrarroja permitió categorizar la condición operativa de las unidades bajo los criterios de las normas ISO 18434-1 y API 573. La detección de temperaturas de hasta 366.4 °C en la tapa frontal de la caldera C y de 280.3 °C en la tapa posterior de la caldera A, evidencia un fallo crítico en el material refractario. Desde la perspectiva del mantenimiento predictivo, estas temperaturas exceden los límites de seguridad operativa y sugieren:

Degradación del refractario: Fracturamiento o desprendimiento de los ladrillos/concreto refractario por fatiga térmica.

Riesgo estructural: La exposición del acero a temperaturas superiores a los 300 °C de forma continua puede inducir cambios en las propiedades mecánicas del material, incrementando el riesgo de deformaciones permanentes.

- Validación del procedimiento de detección de fallas mediante termografía

La validación de la metodología de inspección se fundamenta en la capacidad de respuesta del sistema predictivo ante una anomalía crítica. Para este fin, se seleccionó la unidad identificada como Caldera C, la cual presentaba las desviaciones térmicas más significativas durante la fase de diagnóstico inicial, permitiendo contrastar la eficacia del procedimiento antes y después de la intervención técnica.

La eficacia del procedimiento propuesto se validó con la intervención en la caldera C realizando un mantenimiento correctivo. Los resultados post-mantenimiento (descenso de 366.4 °C a 60.9 °C) representan una mejora drástica en la eficiencia del aislamiento.

Al contrastar estos valores con la norma ISO 13732-1, se verifica que el equipo pasó de una condición de alto riesgo de quemaduras y pérdida energética, a un estado de operación segura. La reducción del 83.3% en la temperatura superficial máxima confirma que el diagnóstico termográfico cualitativo fue preciso al identificar el origen de la anomalía antes de que ocurriera una parada no programada.

La evaluación del impacto energético y económico en la caldera C, la recuperación energética de 8.47 kW (una reducción del 94.4% de la pérdida térmica) demuestra que el mantenimiento predictivo no debe verse como un gasto, sino como una inversión de alta rentabilidad. El ahorro calculado de 102.40 USD mensuales solo por el sellado de la tapa frontal permite proyectar que, en un sistema industrial con múltiples unidades, el costo de implementación de un programa de inspección termográfica se recupera en el corto plazo (retorno de inversión inferior a 6 meses), basándose únicamente en el ahorro de diésel #2.

El estudio comparativo permitió determinar que la antigüedad de la caldera no es el único factor determinante de su estado; la Caldera B (2016) mostró mejor desempeño

térmico que la caldera C (2021) antes de su intervención. Esto subraya la importancia de la calidad del montaje y la configuración de los parámetros de combustión, factores que el procedimiento de inspección desarrollado logra monitorear de manera no invasiva.

3.1.14 Costos

En el marco del desarrollo del presente proyecto técnico, resulta esencial llevar a cabo un análisis detallado de costos y una adecuada valorización de los aportes institucionales y profesionales involucrados.

A continuación, se detallan los gastos directos asumidos para la ejecución de las pruebas experimentales y la intervención técnica realizada en la Caldera C, ver Tabla 16.

Tabla 16.- Costo de la intervención técnica y gastos administrativos

Ítem	Tipo	Descripción	Cant.	V. Unitario	V. Total
1	Cemento refractario	Sacos de cemento para alta temperatura para sellado de tapa	6	$ 80,00	$ 480,00
2	Mano de obra	Servicio técnico especializado en reparación	1	$ 220,00	$ 220,00
3	Transporte	Movilización logística a planta industrial	Global	$ 90,00	$ 90,00
4	Material administrativo	Copias, impresiones y borradores	Global	$ 25,00	$ 25,00
				Subtotal gastos directos	$ 815,00
				Imprevistos (5%)	$ 40,75
				Total	$ 855,75

La inversión realizada en la intervención de la Caldera C ($700.00 en materiales y mano de obra) se justifica plenamente mediante la reducción de la temperatura superficial de 350°C a 60°C. Este diferencial de temperatura representa un ahorro significativo en el consumo de combustible diésel #2, lo que permite un retorno de inversión (ROI) en el corto plazo, además de mitigar riesgos de fallas catastróficas en el equipo

Para determinar el costo real del proyecto en un contexto comercial, se valorizaron los aportes no monetarios recibidos y los servicios prestados, ver Tabla 17.

Tabla 17.- Valorización de aportes institucionales y honorarios técnicos

Ítem	Concepto	Detalle	Fuente	Valor estimado
1	Cámara termográfica	Equipos Serie FLIR (préstamo)	Universidad	$ 1.200,00
2	Honorarios técnicos	Inspección de 4 calderas y reportes	Investigador	$ 800,00
3	Honorarios técnicos	Reinspección de caldera	Investigador	$ 200,00
			Total	$ 2.200,00

La suma de la inversión directa y los aportes valorizados permitió cuantificar el valor económico total del proyecto, ver Tabla 18.

Tabla 18.- Inversión total del proyecto

Ítem	Categoría de gasto	Valorización	Porcentaje (%)
1	Inversión directa	$ 855,75	28%
2	Aportes externos y profesionales	$ 2.200,00	72%
	Valor total del proyecto	$ 3.055,75	100,00%

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Se estableció y validó exitosamente un procedimiento de inspección termográfica infrarroja referido en el capítulo II, basado en normas internacionales, que permitió la detección temprana y confiable de anomalías térmicas en calderas industriales. La aplicación de este procedimiento en cuatro calderas demostró su efectividad al identificar fallas no visibles (pérdida de refractario, deficiencias de aislamiento y puentes térmicos), y su validación mediante intervención en la Caldera C confirmó que mejora significativamente la confiabilidad operativa al pasar de mantenimiento correctivo a predictivo, que incluye fases de preparación, ejecución, análisis de termogramas, matriz de criticidad y toma de decisiones basada en AMFE. Este procedimiento optimiza los tiempos de intervención al priorizar acciones según nivel de severidad y demostró su impacto económico: en la Caldera C se logró una reducción del 94.4% de las pérdidas térmicas (de 8.97 kW a 0.58 kW), generando un ahorro mensual por unidad, lo que reduce notablemente los costos por paradas no planificadas y consumo excesivo de combustible.

- Se realizó con éxito la evaluación termográfica práctica en cuatro calderas industriales en operación real, obteniendo imágenes térmicas de alta calidad que permitieron mapear la distribución de temperaturas en componentes críticos (tapas, cuerpo, uniones, chimenea y sistema eléctrico). Se identificaron gradientes térmicos significativos de hasta 210.1 °C en la Caldera C, demostrando la capacidad de la termografía para evaluar de forma no invasiva y en tiempo real el estado térmico de las calderas en funcionamiento.

- Se estableció una clara relación entre los patrones térmicos detectados (puntos calientes, halos térmicos y gradientes elevados) y fallas mecánicas comunes como degradación del refractario, pérdida de aislamiento, abolladuras que generan puentes térmicos, corrosión y fugas incipientes. Los criterios de diagnóstico propuestos en la matriz de criticidad: normal menor a 10 °C, leves de 10 - 30 °C, regular de 30 - 60 °C y críticos mayores a 60 °C demostraron alta confiabilidad, siendo validados con la intervención en la Caldera C, donde se confirmó que las altas temperaturas superficiales correspondían a deterioro avanzado del material refractario. Esto demostró la efectividad de la termografía como herramienta no invasiva y en tiempo real para detectar anomalías térmicas invisibles al ojo humano, validando su aplicación preliminar y confirmando su potencial para apoyar la transición del mantenimiento reactivo hacia un enfoque predictivo, garantizando de esta forma la integridad estructural y la continuidad operativa del proceso industrial.

4.2 RECOMENDACIONES

- Incorporar mediciones cuantitativas más precisas de pérdidas energéticas mediante la integración de sensores de temperatura de contacto en puntos críticos para validar los valores obtenidos por termografía. Adicionalmente, se sugiere ampliar el análisis económico incluyendo el cálculo del Retorno de Inversión, así como el impacto en la reducción de emisiones de CO_2. Finalmente, se propone integrar el procedimiento con otras técnicas de mantenimiento predictivo (análisis de vibraciones y ultrasonido) para crear un modelo de diagnóstico multitécnica más completo y confiable.

- Implementar un protocolo de inspección termográfica periódica (cada 4-6 meses) que permita generar un historial térmico evolutivo de cada caldera. Se sugiere también aumentar la cantidad de puntos de medición por componente y realizar inspecciones bajo diferentes regímenes de carga (50%, 75% y 100%) para obtener una caracterización térmica más completa del comportamiento dinámico de las calderas, ver Anexo 8.

- Validar los umbrales de incremento de temperatura propuestos (matriz de criticidad) mediante ensayos controlados en laboratorio o con un mayor número de intervenciones correctivas que permitan correlacionar con mayor precisión los patrones térmicos con el estado interno real del refractario y aislamiento. Se sugiere además desarrollar un catálogo ilustrado de patrones térmicos característicos de fallas comunes en calderas (base de conocimiento), y capacitar al personal de mantenimiento en la interpretación avanzada de termogramas. Por último, se recomienda realizar estudios de correlación entre los hallazgos termográficos y ensayos no destructivos adicionales (ultrasonido de espesores y endoscopia interna) para aumentar la confiabilidad del diagnóstico predictivo.

BIBLIOGRAFÍA

[1] X. P. V. Maldague, *Theory and Practice of Infrared Technology for Nondestructive Testing*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2001.

[2] P. D. Pastuszak, A. Muc, and M. Barski, “Methods of Infrared Non-Destructive Techniques: Review and Experimental Studies,” *Key Engineering Materials*, vol. 542, pp. 131–141, 2013.

[3] N. S. González Morales, *Monitoreo de condición por termografía infrarroja para equipos críticos eléctricos y de transmisión de vapor*, Univ. de San Carlos de Guatemala, Guatemala, 2019.

[4] R. A. Thomas, N. Jones y K. E. Donne, “Infrared Thermography in Industrial Diagnostics,” *Measurement and Control*, vol. 34, no. 4, pp. 110–112, mayo 2001.

[5] P. A. C. O. I. Mobley, *An Introduction to Predictive Maintenance*, Elsevier Science & Technology, 2002.

[6] H. Kaplan, *Practical Applications of Infrared Thermal Sensing and Imaging Equipment*, SPIE Press, 2007.

[7] Fluke, "Preventive maintenance with thermal imaging," Fluke Corporation. [En línea]. Disponible en: https://www.fluke.com/en-us/learn/blog/thermal-imaging/preventive-maintenance. [Consultado: 05-ago-2025].

[8] American Boiler Manufacturers Association (ABMA), *Boiler Operator's Handbook*. Vienna, VA: ABMA, 2018.

[9] R. Usamentiaga et al., "Infrared thermography for temperature measurement and non-destructive testing," *Sensors*, vol. 14, no. 7, pp. 12305-12348, Jul. 2014.

[10] A. Raja, P. Shanmugam, and R. Elansezhian, "A study on estimation of heat loss through the furnace wall of a 210 MW boiler using infrared thermography," *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 12, pp. 539-548, 2018.

[11] J. Buele and S. Quizhpe, "*Diagnóstico de fallas en equipos y maquinaria industrial mediante la aplicación de la técnica de termografía infrarroja*," B.S. thesis, Univ. Politécnica Salesiana, Ecuador, 2019.

[12] Standard Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography, ASTM E1934, ASTM International, 2018.

[13] S. Bagavathiappan et al., "Infrared thermography for condition monitoring—A review," *Infrared Phys. Technol.*, vol. 60, pp. 35-55, 2013.

[14] R. Early, *Tecnología de los productos lácteos*. Zaragoza, España: Editorial Acribia, 2012.

[15] " Special Issue devoted to The 12th International Conference on Boiler Technology (ICBT 2014)...", *Energy*, vol. 92, part P1, Dec. 2015.

[16] FLIR Systems, "FLIR E8 WiFi Infrared Camera with MSX® & WiFi." https://www.flir.com/products/e8-wifi/ (accessed Dec. 01, 2025).

[17] FLIR Systems, "FLIR T-Series: Technical Support and FAQ," 2023. [Online]. Available: https://flir.custhelp.com/app/answers/detail/a_id/6204/~/flir-t-series (accessed Dec. 01, 2025).

[18] Condition monitoring and diagnostics of machines — Thermography — Part 1: General procedures, ISO Standard 18434-1, 2008.

[19] ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), ASME Standard, 2023.

[20] Inspection of Fired Boilers and Heaters, API Recommended Practice 573, 2013.

[21] Boiler and Combustion Systems Hazards Code, NFPA Standard 85, 2023.

[22] Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines, ISO Standard 17359, 2018.

[23] Copper Development Association, Inc., "Saturated Steam Tables," Jul. 19, 2005. [Online]. Available: https://copper.org/applications/plumbing/techcorner/pdf/saturated_steam_tables.pdf (accessed Dec. 01, 2025).

[24] American Society for Nondestructive Testing, *Nondestructive Testing Handbook, Third Edition: Volume 3: Infrared and Thermal Testing*. Columbus, OH, USA: ASNT, 2001.

[25] C ouncil of Industrial Boiler Owners, *Energy Efficiency Handbook*, 2nd ed. Burke, VA, USA: CIBO, 1997.

[26] Ergonomics of the thermal environment — Methods for the assessment of responses of human beings to contact with surfaces — Part 1: Hot surfaces, ISO Standard 13732-1, 2006.

ANEXOS

Anexo 1.- Datos técnicos caldera 60 BHP – ELECON

Datos técnicos caldera 60 BHP ELECON							
Caldera 60 BHP							
Modelo		DE-C06CAL04					
código		sn					
Potencia		60 BHP					
Presión de diseñó		120 PSI					
Temp. De vapor saturado		329 F o 165 C					
Presión de trabajo		100 PSI					
Tubos							
Diámetro exterior		50,8mm	norma	DIN 17175 st 35.8			
Quemador							
Modelo		DE-C60QGD04					
Código		EOT - 0.28	Potencia	2 HP			
Combustible 1		Gas propano	Consumo (Carga máx)	30 kg/h			
Combustible 2		Diésel N°2	Consumo (Carga máx)	14 gph			
Motor							
Voltaje	220	Amp	7A	Ciclo	60 Hz	Fases	3
Tanque de condensado							
Modelo	DE-C60TCD04						
Código	sn	Potencia	5 HP				
Bomba							
Voltaje	220 V	Amp	15 A	Ciclo	60 Hz	Fases	3
Nivel electrónico de agua							
Código	DE-C60NEAD04						
Código	sn						
Presión máxima	120 PSI						
Peso total	3800 kg	Año fab.	2009				



Anexo 2.- Matriz AMFE

Categoría	N	Componente	Función	Fallo	Modo de falla	Causa probable	Efecto en la caldera	Valoraciones				Recomendaciones (Predictivo)
								G	F	D	IRP	
1. Estructura Exterior	1	Revestimiento / pintura	Protección contra corrosión.	Oxidación superficial.	Desprendimiento de pintura.	Humedad ambiental / calor.	Degradación del metal base.	4	3	2	24	Inspección visual y térmica de soporte.
	2	Aislamiento expuesto	Retención de calor.	Punto caliente (Hotspot).	Rotura de manta térmica.	Desgaste físico / vibración.	Pérdida de eficiencia energética.	7	4	6	168	Prioridad: Mapeo térmico de la carcasa.
	3	Puertas de inspección	Acceso y sellado.	Fuga de gases.	Sello (empaque) vencido.	Fatiga térmica / mal cierre.	Deterioro de pintura; riesgo personal.	6	5	4	120	Termografía en el perímetro del sello.
	4	Base de soporte	Estabilidad mecánica.	Grietas estructurales.	Fatiga del material.	Vibración excesiva / corrosión.	Inestabilidad; riesgo de colapso.	9	2	7	126	Inspección de pernos y anclajes.
	5	Uniones o soldaduras	Integridad del cuerpo.	Microfisuras.	Esfuerzo térmico.	Ciclos de presión / fatiga.	Fuga crítica / Explosión.	10	2	8	160	Análisis de gradiente térmico en juntas.
	6	Deformaciones / abolladuras	Contención de presión.	Fatiga localizada.	Impacto o sobrepresión.	Mal manejo o falla interna.	Puntos de estrés térmico elevado.	8	2	5	80	Escaneo infrarrojo para detectar flujo anómalo.
2. Sistema de Presión	7	Tub. alimentación agua	Suministro de fluido.	Obstrucción.	Incrustación calcárea.	Tratamiento de agua deficiente.	Falla por falta de agua; sobrecalentamiento.	9	3	6	162	Identificar cambios de temperatura en línea.
	8	Tub. vapor / condensado	Transporte de energía.	Fuga de vapor.	Corrosión bajo aislante.	Humedad atrapada / antigüedad.	Desperdicio de combustible; ruido.	7	5	5	175	Escaneo de líneas de distribución.
	9	Bridas y juntas	Unión de tuberías.	Fuga de fluido.	Tornillería floja / empaque.	Vibración / dilatación térmica.	Pérdida de presión; corrosión externa.	6	4	6	144	Inspección térmica de juntas y bridas.
	10	Válvulas seguridad / purga	Alivio de presión.	Fuga interna.	Asiento desgastado.	Sedimentos / incrustaciones.	Pérdida constante de energía.	10	3	7	210	Prioridad: Comparativa térmica entrada/salida.
	11	Válvulas alivio / control	Regulación de flujo.	Bloqueo / Inoperancia.	Fallo mecánico.	Suciedad / falta de uso.	Inestabilidad en el proceso de vapor.	8	4	5	160	Monitoreo térmico del cuerpo de la válvula.
	12	Instrumentación visible	Monitoreo de estado.	Lectura errónea.	Descalibración.	Exposición a calor extremo.	Operación fuera de parámetros.	7	3	4	84	Verificar temperatura de sensores expuestos.
	13	Puntos de drenaje	Evacuación de lodos.	Obstrucción.	Acumulación de sólidos.	Purgas insuficientes.	Corrosión en el fondo de la caldera.	6	4	6	144	Comprobar flujo térmico durante purga.
3. Sistema de Combustión	14	Quemador principal	Generación de calor.	Mala combustión.	Boquilla sucia.	Combustible contaminado.	Hollín; daño en hogar (refractario).	9	4	7	252	Crítico: Análisis de perfil térmico de carcasa.
	15	Línea de combustible	Suministro de energía.	Fuga de combustible.	Corrosión de tubería.	Falta de mantenimiento.	Riesgo alto de incendio.	10	2	6	120	Inspección preventiva de estanqueidad.
	16	Válvulas corte / filtros	Seguridad de flujo.	Obstrucción parcial.	Acumulación de residuos.	Combustible sucio.	Apagado accidental (trip) de caldera.	8	4	5	160	Control de caída de temperatura en filtros.
	17	Cables/conexiones quemador	Alimentación eléctrica.	Cortocircuito.	Conexión floja.	Vibración mecánica.	Parada no programada; incendio.	9	4	8	288	Crítico: Escaneo de terminales eléctricas.
	18	Aislamiento quemador	Protección de unidad.	Sobrecalentamiento.	Refractario dañado.	Shock térmico.	Deformación de la placa frontal.	8	3	6	144	Medición de temperatura superficial.
	19	Encendido y fotocelda	Arranque y monitoreo.	Falla de encendido.	Suciedad en lente.	Residuos de combustión.	Bloqueo de caldera por seguridad.	7	5	4	140	Limpieza y verificación de integridad física.
	20	Tramo conexión al cuerpo	Unión mecánica.	Fuga de gases calientes.	Empaque deteriorado.	Dilatación térmica desigual.	Daño a componentes periféricos.	6	3	5	90	Termografía en la zona de acople.
4. Chimenea y Evacuación	21	Cuerpo ducto / chimenea	Evacuación de gases.	Perforación.	Corrosión ácida.	Condensación de gases.	Fuga de gases nocivos al área.	6	3	6	108	Monitoreo de espesores y temperatura.
	22	Aislante térmico ducto	Eficiencia de tiro.	Enfriamiento de gases.	Humedad en aislante.	Filtración de lluvia.	Corrosión acelerada; tiro pobre.	5	4	5	100	Escaneo de humedad y puentes térmicos.
	23	Abrazaderas / soportes	Soporte mecánico.	Desprendimiento.	Corrosión de anclaje.	Exposición a la intemperie.	Caída parcial de ductos.	7	2	5	70	Inspección visual y estructural.
	24	Sombrerete / deflector	Protección climática.	Obstrucción.	Presencia de nidos/basura.	Falta de limpieza anual.	Retorno de gases al quemador.	5	2	4	40	Verificación de salida libre de humos.
	25	Condensación visible	Alerta de temperatura.	Corrosión interna.	Gases demasiado fríos.	Operación a baja carga.	Picaduras en metal de chimenea.	6	4	5	120	Termografía para verificar punto de rocío.
5. Componentes Eléctricos	26	Panel eléctrico principal	Central de control.	Falla de componente.	Punto caliente eléctrico.	Sobrecarga / tornillo flojo.	Paro total de la planta.	9	5	8	360	Prioridad Máxima: Inspección semestral.
	27	Botoneras e interruptores	Interfaz de usuario.	Falla de contacto.	Desgaste mecánico.	Uso rudo / suciedad.	Dificultad para operar o detener.	5	4	4	80	Limpieza de contactos y verificación.
	28	Canalización / bandejas	Protección cables.	Sobrecalentamiento.	Inducción / saturación.	Demasiados cables en ducto.	Cortocircuito; incendio en bandejas.	7	3	7	147	Escaneo térmico de rutas de cables.
	29	Sensores externos	Envío de datos.	Señal errática.	Daño por calor ambiental.	Radiación de calor de caldera.	Alarmas falsas o falta de protección.	7	5	6	210	Prioridad: Escudado térmico de sensores.
6. Equipos Auxiliares	30	Bomba de alimentación	Suministro de agua.	Gripado (bloqueo).	Falla de rodamientos.	Lubricación pobre / fatiga.	Calentamiento excesivo de tubos.	9	4	4	144	Termografía en rodamientos y motor.
	31	Bomba de retorno	Recuperación agua.	Cavitación.	Sello roto.	Aire en sistema.	Pérdida de agua tratada.	7	4	4	112	Monitoreo térmico de carcasa de bomba.
	32	Tanque expansión/desaerador	Remoción de oxígeno.	Fisura / Fuga.	Fatiga mecánica.	Cambios bruscos de presión.	Corrosión interna de la caldera.	7	2	6	84	Inspección térmica de soldaduras del tanque.
	33	Ventilador tiro forzado	Suministro de aire.	Desbalance.	Acumulación de polvo.	Falta de limpieza en álabes.	Vibración; combustión deficiente.	8	4	4	128	Análisis de vibración y termografía de motor.
	34	Motor ventilador	Movimiento aire.	Quemado de bobinas.	Suciedad / Sobrecarga.	Ventilación de motor obstruida.	Parada por falla del quemador.	8	5	5	200	Inspección térmica de aletas de enfriamiento.
	35	Intercambiadores/Economiz.	Ahorro energético.	Obstrucción / Fuga.	Incrustación interna.	Mal tratamiento de agua.	Aumento de temperatura de chimenea.	7	3	7	147	Perfil térmico de entrada y salida.
7. Seguridad y Entorno	36	Espacio libre caldera	Acceso emergencia.	Obstrucción.	Almacenaje indebido.	Falta de orden.	Dificultad para maniobras o auxilio.	5	4	3	60	Delimitación de áreas y vigilancia.
	37	Orden y limpieza	Prevención accidentes.	Resbalones / Caídas.	Derrames de fluidos.	Fugas no atendidas.	Riesgo de accidentes laborales.	5	5	3	75	Inspección visual de rutina.
	38	Barreras y protecciones	Seguridad física.	Acceso no autorizado.	Falta de guardas.	Retiro por mantenimiento.	Atrapamientos o quemaduras.	6	3	3	54	Verificación de integridad de guardas.
	39	Iluminación del área	Visibilidad.	Zona oscura.	Lámparas fundidas.	Falta de mantenimiento eléctrico.	Errores en lectura de instrumentos.	4	4	3	48	Mantenimiento preventivo de luminarias.
	40	Ventilación del recinto	Calidad de aire.	Acumulación de gases.	Diseño insuficiente.	Ventilación obstruida.	Riesgo de asfixia o explosión.	8	3	4	96	Medición de flujo de aire y temperatura.
	41	Presencia fugas agua/vapor	Alerta de integridad.	Daño estructural.	Falla de juntas.	Antigüedad del equipo.	Corrosión acelerada en el entorno.	6	6	3	108	Termografía para localizar origen de fugas.
	42	Materiales inflamables	Prevención incendios.	Incendio / Explosión.	Almacenaje cercano.	Descuido operativo.	Catástrofe en la planta.	10	3	4	120	Vigilancia térmica de zonas de riesgo.

Anexo 3.- Inspecciones visuales

	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO	Versión: 01	
	FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA	Código: IV-01-FICM	
	REGISTRO DE INSPECCIÓN VISUAL	Página 1 de 5	
		Fecha de elaboración:20/03/206	

1. INFORMACIÓN INICIAL

1.1 DATOS GENERALES

Empresa Evaluada:	Productos Lácteos Pillaro	Nº de ficha	PLP-IV-001
Inspector Visual:	Sr. Angelo Canseco		
Supervisor:	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.		
Fecha de inspección:	20/11/2025	Hora de inspección:	11:00
Lugar:	Pillaro		

1.2 INFO INSPECCIÓN

Tipo de Caldera:	Acuatubular	Marca / Modelo:	Elecom
Área / Sección	Área de maquinas	Año de fabricación:	2009
Capacidad de generación:	60 BHP	Combustible:	Diesel #2

2. INDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN

2.1 EVALUACIÓN DE ANOMALÍAS

Imagen Isométrica





Imagen identificación anomalías



Evaluación naomalías encontradas*

Elemento	Fallo / Anomalía	NPR**	Criticidad
Estructura exterior	Aislante térmico expuesto en tapa frontal y posterior;	72	Regular
Sistema de presión y líneas externas	Corrosión en brida de salida de vapor y fuga en conexión	126	Crítica
Sistema de combustión	Sin anomalías visibles	10	Normal
Chimenea y evacuación de gases	Corrosión avanzada y perforación en ducto de	144	Crítica
Componentes eléctricos y de control	Conexión deficiente en contactor	96	Regular
Equipos auxiliares externos	Sin anomalías visibles	10	Normal
Seguridad y entorno	Condiciones adecuadas de orden y seguridad	5	Normal

Observaciones

La Caldera A presenta el mayor nivel de deterioro general. Se identificaron fugas de vapor, corrosión avanzada en líneas de presión y perforación en la chimenea. Requiere intervención prioritaria.

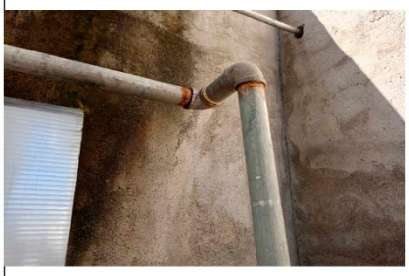
*Diagnóstico basado según MÉTODO: IEC 60812
**Número de Prioridad del Riesgo (NPR)

2.2 CRITICIDAD FINAL

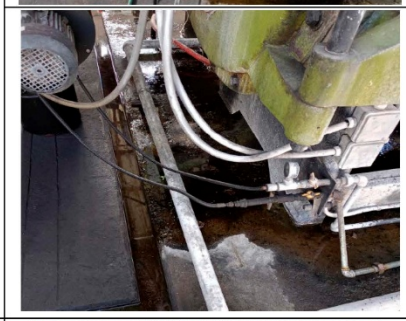
Nivel de criticidad final	Crítica

Elaborado por:	Aprobado por:
Sr. Angelo Canseco	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.

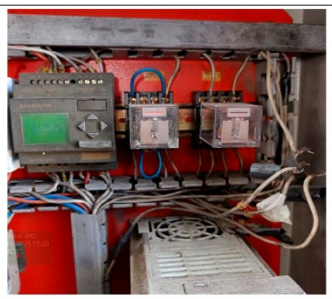
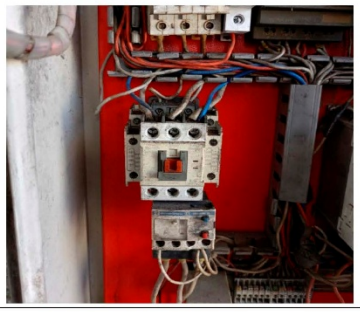
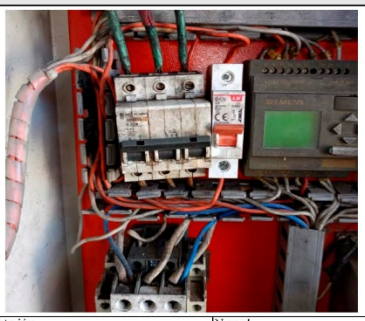
2.3. Identificación anomalías (1/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Estructura exterior		Revestimiento exterior / pintura protectora	Regular
		Aislamiento térmico	Regular
		Puertas de inspección y tapas	Regular
		Base o estructura de soporte	Normal
		Uniones o soldaduras	Normal
		Presencia de deformaciones o abolladuras	Normal
		Observaciones Estructura exterior	
			
Sistema de presión y líneas externas		Tuberías de alimentación de agua	Normal
		Tuberías de vapor o retorno de condensado	Normal
		Bridas y juntas externas	Regular
		Válvulas de seguridad y purga	Normal
		Válvulas de alivio o control	Crítica
		Manómetros, termómetros y sensores visibles	Normal
		Puntos de drenaje o purga	Normal
		Observaciones Sistema de presión y líneas externas	
			

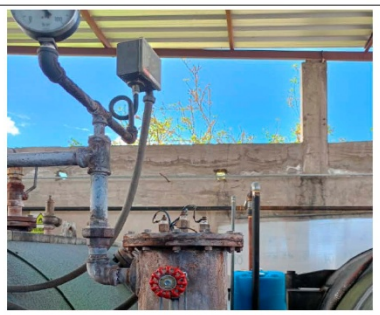
2.3. Identificación anomalías (2/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Sistema de combustión		Quemador principal	Normal
		Línea de suministro de combustible	Normal
		Válvulas de corte y filtros de combustible	Normal
		Cables y conexiones eléctricas del quemador	Normal
		Aislamiento del quemador y sellos	Normal
		Encendido y fotocelda	Normal
		Observaciones Sistema de combustión	
			
Chimenea y evacuación de gases		Tramo de conexión al cuerpo de caldera	Normal
		Cuerpo del ducto o chimenea	Crítica
		Aislante térmico del ducto	Normal
		Abrazaderas, soportes o guías	Normal
		Sombrerete o deflector de gases	Normal
		Condensación o corrosión visible	Crítica
		Observaciones Chimenea y evacuación de gases	
			

2.3. Identificación anomalías (3/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Componentes eléctricos y de control		Panel eléctrico principal	Normal
		Botoneras, interruptores y señalización	Normal
		Canalización y bandejas portacables	Normal
		Sensores externos y cableado expuesto	Normal
		¡¡REF!	
			
Equipos auxiliares externos		Bomba de alimentación	Normal
		Bomba de retorno de condensado	Normal
		Tanque de expansión o deaerador	Normal
		Ventilador de tiro forzado o inducido	Normal
		Motor de ventilador (ruido, vibración, limpieza)	Normal
		Intercambiadores o economizadores externos	Normal
		Observaciones Equipos auxiliares externos	
			

2.3. Identificación anomalías (4/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Seguridad y entorno		Espacio libre alrededor de la caldera	Normal
		Orden y limpieza del área de trabajo	Normal
		Barreras, cercas o protecciones físicas	Normal
		Iluminación del área	Normal
		Ventilación del recinto	Normal
		Presencia de fugas de agua o vapor	Crítica
		Materiales inflamables o almacenados cerca	Normal
		Observaciones Seguridad y entorno	
			

	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO	Versión: 01	
	FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA	Código: IV-02-FICM	
	REGISTRO DE INSPECCIÓN VISUAL	Página 1 de 5	
		Fecha de elaboración:20/03/206	

1. INFORMACIÓN INICIAL

1.1 DATOS GENERALES

Empresa Evaluada:	Lacteos La Esencia	N° de ficha	LE-IV-001
Inspector Visual:	Sr. Angelo Canseco		
Supervisor:	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.		
Fecha de inspección:	14/01/2026	Hora de inspección:	9:00
Lugar:	Pillaro		

1.2 INFO INSPECCIÓN

Tipo de Caldera:	Acuatubular	Marca / Modelo:	Elecom
Área / Sección	Área de maquinas	Año de fabricación:	2016
Capacidad de generación:	60 BHP	Combustible:	Diesel #2

2. INDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN

2.1 EVALUACIÓN DE ANOMALÍAS

Imagen Isométrica





Imagen identificación anomalías



Evaluación naomalías encontradas*

Elemento	Fallo / Anomalía	NPR**	Criticidad
Estructura exterior	Tinte térmico y decoloración por exposición prolongada al	42	Leve
Sistema de presión y líneas externas	Óxido superficial en accesorios y corrosión	48	Leve
Sistema de combustión	Sin anomalías visibles	10	Normal
Chimenea y evacuación de gases	Corrosión uniforme en ducto de chimenea	68	Leve
Componentes eléctricos y de control	Sin anomalías visibles	10	Normal
Equipos auxiliares externos	Sin anomalías visibles	10	Normal
Seguridad y entorno	Condiciones adecuadas	5	Normal

Observaciones

La Caldera B presenta buen estado general. Las anomalías observadas corresponden principalmente a corrosión superficial y efectos térmicos propios de la operación prolongada.

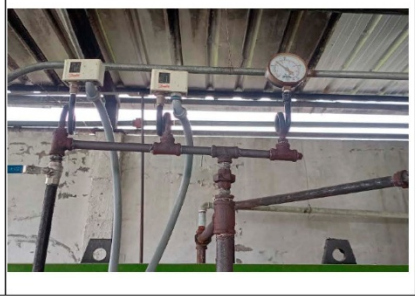
*Diagnóstico basado según METODO: IEC 60812
**Número de Prioridad del Riesgo (NPR)

2.2 CRITICIDAD FINAL

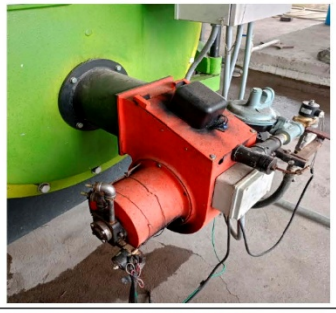
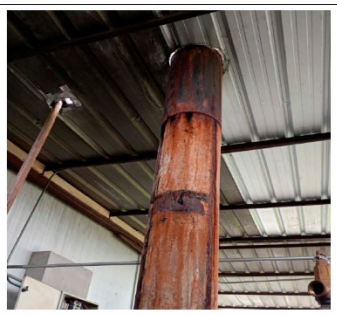
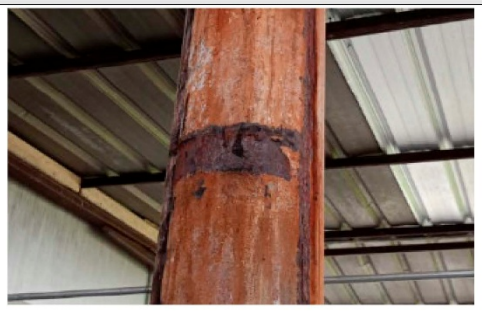
Nivel de criticidad final	Leve

Elaborado por:	Aprobado por:
Sr. Angelo Canseco	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.

2.3. Identificación anomalías (1/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Estructura exterior		Revestimiento exterior / pintura protectora	Leve
		Aislamiento térmico	Normal
		Puertas de inspección y tapas	Leve
		Base o estructura de soporte	Normal
		Uniones o soldaduras	Normal
		Presencia de deformaciones o abolladuras	Normal
		Observaciones Estructura exterior	
			
Sistema de presión y líneas externas		Tuberías de alimentación de agua	Normal
		Tuberías de vapor o retorno de condensado	Normal
		Bridas y juntas externas	Leve
		Válvulas de seguridad y purga	Normal
		Válvulas de alivio o control	Normal
		Manómetros, termómetros y sensores visibles	Normal
		Puntos de drenaje o purga	Normal
		Observaciones Sistema de presión y líneas externas	
			

2.3. Identificación anomalías (2/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Sistema de combustión		Quemador principal	Normal
		Línea de suministro de combustible	Normal
		Válvulas de corte y filtros de combustible	Normal
		Cables y conexiones eléctricas del quemador	Normal
		Aislamiento del quemador y sellos	Normal
		Encendido y fotocelda	Normal
		Observaciones Sistema de combustión	
			
Chimenea y evacuación de gases		Tramo de conexión al cuerpo de caldera	Normal
		Cuerpo del ducto o chimenea	Regular
		Aislante térmico del ducto	Normal
		Abrazaderas, soportes o guías	Normal
		Sombrerete o deflector de gases	Normal
		Condensación o corrosión visible	Regular
		Observaciones Chimenea y evacuación de gases	
			

2.3. Identificación anomalías (3/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Componentes eléctricos y de control		Panel eléctrico principal	Normal
		Botoneras, interruptores y señalización	Normal
		Canalización y bandejas portacables	Normal
		Sensores externos y cableado expuesto	Normal
		¡¡REF!	
			
Equipos auxiliares externos		Bomba de alimentación	Normal
		Bomba de retorno de condensado	Normal
		Tanque de expansión o deacrador	Normal
		Ventilador de tiro forzado o inducido	Normal
		Motor de ventilador (ruido, vibración, limpieza)	Normal
		Intercambiadores o economizadores externos	Normal
		Observaciones Equipos auxiliares externos	
			

2.3. Identificación anomalías (4/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Seguridad y entorno		Espacio libre alrededor de la caldera	Normal
		Orden y limpieza del área de trabajo	Normal
		Barreras, cercas o protecciones físicas	Normal
		Iluminación del área	Normal
		Ventilación del recinto	Normal
		Presencia de fugas de agua o vapor	Normal
		Materiales inflamables o almacenados cerca	Normal
		Observaciones Seguridad y entorno	
			

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO		Versión: 01
FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA		Código: IV-03-FICM
REGISTRO DE INSPECCIÓN VISUAL		Página 1 de 5
		Fecha de elaboración:20/03/2026

1. INFORMACIÓN INICIAL

1.1 DATOS GENERALES

Empresa Evaluada:	Productos Lácteos La Diferencia	N° de ficha	LD-IV-001
Inspector Visual:	Sr. Angelo Canseco		
Supervisor:	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.		
Fecha de inspección:	07/01/2026	Hora de inspección:	10:00
Lugar:	Pillaro		

1.2 INFO INSPECCIÓN

Tipo de Caldera:	Acuatubular	Marca / Modelo:	M.L.M. Calderos
Área / Sección	Área de maquinas	Año de fabricación:	2021
Capacidad de generación:	60 BHP	Combustible:	Diesel #2

2. INDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN

2.1 EVALUACIÓN DE ANOMALÍAS

Imagen Isométrica





Imagen identificación anomaliás



Evaluación naomalias encontradas*

Elemento	Fallo / Anomalia	NPR**	Criticidad
Estructura exterior	Abolladuras laterales y superiores; deterioro térmico	88	Regular
Sistema de presión y líneas externas	Sin anomalías visibles	10	Normal
Sistema de combustión	Sin anomalías visibles	10	Normal
Chimenea y evacuación de gases	Corrosión avanzada localizada en ducto de	72	Regular
Componentes eléctricos y de control	Sin anomalías visibles	10	Normal
Equipos auxiliares externos	Sin anomalías visibles	10	Normal
Seguridad y entorno	Condiciones adecuadas	5	Normal

Observaciones

La principal afectación corresponde a deformaciones mecánicas y evidencia de sobrecalentamiento localizado en la zona próxima al quemador. Se recomienda seguimiento mediante termografía.

*Diagnóstico basado según MÉTODO: IEC 60812
**Número de Prioridad del Riesgo (NPR)

2.2 CRITICIDAD FINAL

Nivel de criticidad final	Regular

Elaborado por:	Aprobado por:
Sr. Angelo Canseco	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.

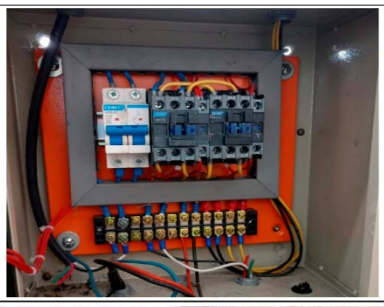
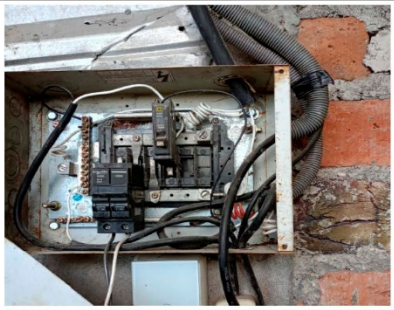
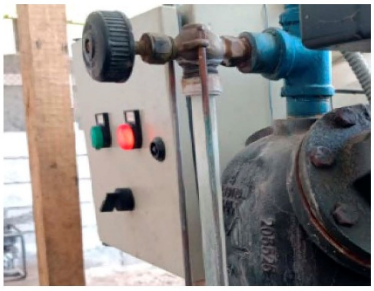
2.3. Identificación anomalías (1/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Estructura exterior		Revestimiento exterior / pintura protectora	Regular
		Aislamiento térmico	Normal
		Puertas de inspección y tapas	Regular
		Base o estructura de soporte	Normal
		Uniones o soldaduras	Normal
		Presencia de deformaciones o abolladuras	Regular
		Observaciones Estructura exterior	
			
Sistema de presión y líneas externas		Tuberías de alimentación de agua	Normal
		Tuberías de vapor o retorno de condensado	Normal
		Bridas y juntas externas	Normal
		Válvulas de seguridad y purga	Normal
		Válvulas de alivio o control	Normal
		Manómetros, termómetros y sensores visibles	Normal
		Puntos de drenaje o purga	Normal
		Observaciones Sistema de presión y líneas externas	
			

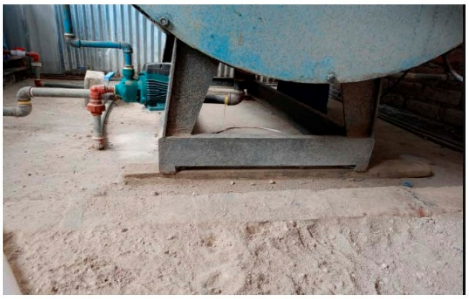
2.3. Identificación anomalías (2/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Sistema de combustión		Quemador principal	Normal
		Línea de suministro de combustible	Normal
		Válvulas de corte y filtros de combustible	Normal
		Cables y conexiones eléctricas del quemador	Normal
		Aislamiento del quemador y sellos	Normal
		Encendido y fotocelda	Normal
		Observaciones Sistema de combustión	
			
Chimenea y evacuación de gases		Tramo de conexión al cuerpo de caldera	Normal
		Cuerpo del ducto o chimenea	Regular
		Aislante térmico del ducto	Normal
		Abrazaderas, soportes o guías	Normal
		Sombrerete o deflector de gases	Normal
		Condensación o corrosión visible	Regular
		Observaciones Chimenea y evacuación de gases	
			

2.3. Identificación anomalías (3/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Componentes eléctricos y de control		Panel eléctrico principal	Normal
		Botoneras, interruptores y señalización	Normal
		Canalización y bandejas portacables	Normal
		Sensores externos y cableado expuesto	Normal
		Observaciones Componentes eléctricos y de control	
			
Equipos auxiliares externos		Bomba de alimentación	Normal
		Bomba de retorno de condensado	Normal
		Tanque de expansión o deaerador	Normal
		Ventilador de tiro forzado o inducido	Normal
		Motor de ventilador (ruido, vibración, limpieza)	Normal
		Intercambiadores o economizadores externos	Normal
		Observaciones Equipos auxiliares externos	
			

2.3. Identificación anomalías (4/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Seguridad y entorno		Espacio libre alrededor de la caldera	Normal
		Orden y limpieza del área de trabajo	Normal
		Barreras, cercas o protecciones físicas	Normal
		Iluminación del área	Normal
		Ventilación del recinto	Normal
		Presencia de fugas de agua o vapor	Normal
		Materiales inflamables o almacenados cerca	Normal
		Observaciones Seguridad y entorno	
			

	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO	Versión: 01
	FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA	Código: IV-04-FICM
	REGISTRO DE INSPECCIÓN VISUAL	Página 1 de 5
		Fecha de elaboración:20/03/206

1. INFORMACIÓN INICIAL

1.1 DATOS GENERALES

Empresa Evaluada:	Procesado de Alimentos Pillaro	N° de ficha	PAP-IV-001
Inspector Visual:	Sr. Angelo Canseco		
Supervisor:	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.		
Fecha de inspección:	07/01/2026	Hora de inspección:	9:00
Lugar:	Pillaro		

1.2 INFO INSPECCIÓN

Tipo de Caldera:	Acuatubular	Marca / Modelo:	M.I.M. Calderos
Área / Sección	Área de maquinas	Año de fabricación:	2021
Capacidad de generación:	60 BHP	Combustible:	Diesel #2

2. INDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN

2.1 EVALUACIÓN DE ANOMALÍAS

Imagen Isométrica





Imagen identificación anomalías



Evaluación naomalías encontradas*

Elemento	Fallo / Anomalía	NPR**	Criticidad
Estructura exterior	Abolladuras múltiples; degradación de pintura; zonas	95	Regular
Sistema de presión y líneas externas	Sin anomalías visibles	10	Normal
Sistema de combustión	Sin anomalías visibles	10	Normal
Chimenea y evacuación de gases	Corrosión en cordón de soldadura del ducto de	54	Regular
Componentes eléctricos y de control	Sin anomalías visibles	10	Normal
Equipos auxiliares externos	Sin anomalías visibles	10	Normal
Seguridad y entorno	Condiciones adecuadas	5	Normal

Observaciones

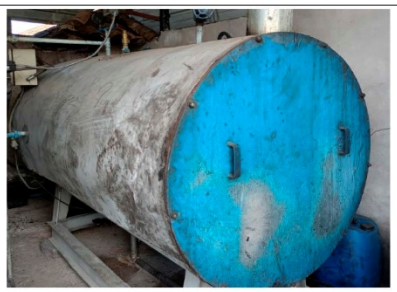
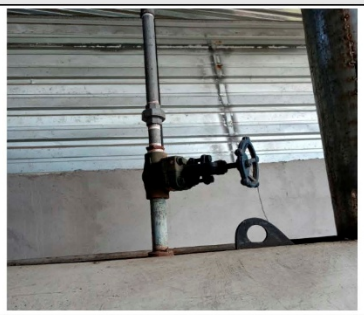
*Diagnóstico basado según METODO: IEC 60812
**Número de Prioridad del Riesgo (NPR)

2.2 CRITICIDAD FINAL

Nivel de criticidad final	Regular

Elaborado por:	Aprobado por:
Sr. Angelo Canseco	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.

2.3. Identificación anomalías (1/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Estructura exterior		Revestimiento exterior / pintura protectora	Regular
		Aislamiento térmico	Normal
		Puertas de inspección y tapas	Regular
		Base o estructura de soporte	Normal
		Uniones o soldaduras	Normal
		Presencia de deformaciones o abolladuras	Regular
		Observaciones Estructura exterior	
			
Sistema de presión y líneas externas		Tuberías de alimentación de agua	Normal
		Tuberías de vapor o retorno de condensado	Normal
		Bridas y juntas externas	Normal
		Válvulas de seguridad y purga	Normal
		Válvulas de alivio o control	Normal
		Manómetros, termómetros y sensores visibles	Normal
		Puntos de drenaje o purga	Normal
		Observaciones Sistema de presión y líneas externas	
			

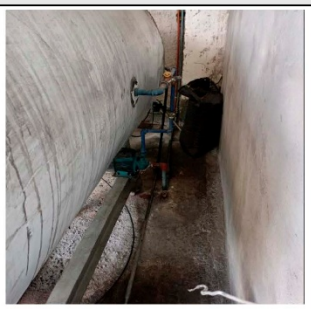
2.3. Identificación anomalías (2/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Sistema de combustión		Quemador principal	Normal
		Línea de suministro de combustible	Normal
		Válvulas de corte y filtros de combustible	Normal
		Cables y conexiones eléctricas del quemador	Normal
		Aislamiento del quemador y sellos	Normal
		Encendido y fotocelda	Normal
		Observaciones Sistema de combustión	
			
Chimenea y evacuación de gases		Tramo de conexión al cuerpo de caldera	Normal
		Cuerpo del ducto o chimenea	Regular
		Aislante térmico del ducto	Normal
		Abrazaderas, soportes o guías	Normal
		Sombrerete o deflector de gases	Normal
		Condensación o corrosión visible	Regular
		Observaciones Chimenea y evacuación de gases	
			

2.3. Identificación anomalías (3/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Componentes eléctricos y de control		Panel eléctrico principal	Normal
		Botoneras, interruptores y señalización	Normal
		Canalización y bandejas portacables	Normal
		Sensores externos y cableado expuesto	Normal
		#¡REF!	
			
Equipos auxiliares externos		Bomba de alimentación	Normal
		Bomba de retorno de condensado	Normal
		Tanque de expansión o deacrador	Normal
		Ventilador de tiro forzado o inducido	Normal
		Motor de ventilador (ruido, vibración, limpieza)	Normal
		Intercambiadores o economizadores externos	Normal
		Observaciones Equipos auxiliares externos	
			

2.3. Identificación anomalías (4/4)

Elemento	Imagen	Parámetro	Fallo / Anomalía
Seguridad y entorno		Espacio libre alrededor de la caldera	Normal
		Orden y limpieza del área de trabajo	Normal
		Barreras, cercas o protecciones físicas	Normal
		Iluminación del área	Normal
		Ventilación del recinto	Normal
		Presencia de fugas de agua o vapor	Normal
		Materiales inflamables o almacenados cerca	Normal
		Observaciones Seguridad y entorno	
			

Anexo 4.- Inspecciones termográficas

	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO	Versión: 00
	FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA	Código: IT-01-FICM
	REGISTRO DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICO	Página 1 de 1
		Fecha de elaboración:20/03/206

1. INFORMACIÓN INICIAL

1.1 DATOS GENERALES

Empresa Evaluada:	Productos Lácteos Pillaro	Nº de ficha	PLP-TI-001
Inspector Visual:	Sr. Angelo Canseco		
Supervisor:	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.		
Fecha de inspección:	20/11/2025	Hora de inspección:	11:00
Lugar:	Pillaro		

1.2 INFO INSPECCIÓN

Tipo de Caldera:	Acuatubular	Marca / Modelo:	Elecom
Área / Sección	Área de maquinas	Año de fabricación:	2009
Capacidad de generación:	60 BHP	Combustible:	Diesel #2

2. INDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN

IMAGEN RGB



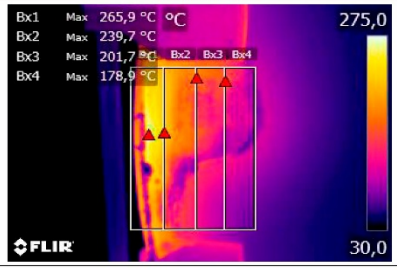
2.1 CONDICIONES DE MEDICIÓN

Equipo (camara):	FLIR E8 (640x480)
Emisividad ajustada	0,95
Distancia de medición	2.5 m
Equipo (anemometro)	Krestel 1
Temperatura ambiente	17 °C
Humedad relativa	60 %
Viento	0,0 m/s
Carga de la caldera	50%
Hora de calentamiento previa	180 min

2.2 IDENTIFICACIÓN DE ANOMALÍAS

Elemento afectado:	Cuerpo parte posterior
Comentario de campo:	Sobrecalentamiento localizado

TERMOGRAMA



2.3 ANÁLISIS TERMOGRÁFICO

T.Max. °C	265,9
T.Ref. °C	123
Delta T °C	142,9

Nivel de criticidad termica*	**Critico**
Observaciones	Gradiente térmico severo en zonas inmediatamente próximas del cuerpo posterior; evidencia distribución muy irregular que compromete la integridad del equipo.
Posibles causas	Deficiencia severa en el aislamiento térmico; posible deterioro del refractario interno; pérdidas energéticas importantes.
Recomendaciones	Intervención prioritaria. Reemplazar aislamiento térmico deteriorado en cuerpo posterior. Evaluar estado del refractario interno. Programar parada correctiva.

*Diagnostico basado según ASTM E1934-99a

3 CRITICIDAD FINAL

Nivel de criticidad final*	Critico

Elaborado por:	**Aprobado por:**
Sr. Angelo Canseco	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO		Versión: 00
FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA		Código: IT-01-FICM
REGISTRO DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICO		Página 1 de 1
		Fecha de elaboración:20/03/2026

1. INFORMACIÓN INICIAL

1.1 DATOS GENERALES

Empresa Evaluada:	Lacteos La Esencia	Nº de ficha	LE-IT-001
Inspector Visual:	Sr. Angelo Canseco		
Supervisor:	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.		
Fecha de inspección:	14/01/2026	Hora de inspección:	9:00
Lugar:	Pillaro		

1.2 INFO INSPECCIÓN

Tipo de Caldera:	Acuatubular	Marca / Modelo:	Elecom
Área / Sección	Área de maquinas	Año de fabricación:	2016
Capacidad de generación:	60 BHP	Combustible:	Diesel #2

2. INDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN

IMAGEN RGB



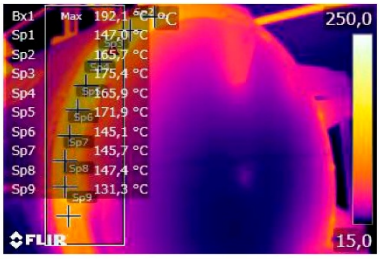
2.1 CONDICIONES DE MEDICIÓN

Equipo (camara):	FLIR E96 (640x480)
Emisividad ajustada	0,95
Distancia de medición	2,5 m
Equipo (anemometro)	Krestel 1
Temperatura ambiente	17 °C
Humedad relativa	60 %
Viento	0,0 m/s
Carga de la caldera	50%
Hora de calentamiento previa	60 min

2.2 IDENTIFICACIÓN DE ANOMALÍAS

Elemento afectado:	Borde perimetral tapa posterior
Comentario de campo:	Sobrecalentamiento en borde

TERMOGRAMA



2.3 ANÁLISIS TERMOGRÁFICO

T.Max. °C	192,1
T.Ref. °C	31,5
Delta T °C	160,6
Nivel de criticidad termica*	**Critico**
Observaciones	Anomalía térmica significativa y localizada en el borde perimetral de la tapa posterior; comportamiento térmico irregular y persistente a lo largo del perímetro.
Posibles causas	Falla en el sistema de sellado; deterioro del refractario interno; posible pérdida de integridad en la unión tapa-cuerpo.
Recomendaciones	Inspección del sistema de sellado perimetral y del refractario. Verificar integridad de la unión tapa-cuerpo. Planificar reemplazo de sello o reparación de refractario.

*Diagnostico basado según ASTM E1934-99a

3 CRITICIDAD FINAL

Nivel de criticidad final*	Critico

Elaborado por:	Aprobado por:
Sr. Angelo Canseco	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.

	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO	Versión: 00
	FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA	Código: IT-01-FICM
	REGISTRO DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICO	Página 1 de 1
		Fecha de elaboración:20/03/206

1. INFORMACIÓN INICIAL

1.1 DATOS GENERALES

Empresa Evaluada:	Productos Lácteos La Diferencia	Nº de ficha	LD-IT-001
Inspector Visual:	Sr. Angelo Canseco		
Supervisor:	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.		
Fecha de inspección:	07/01/2026	Hora de inspección:	10:00
Lugar:	Pillaro		

1.2 INFO INSPECCIÓN

Tipo de Caldera:	Acuatubular	Marca / Modelo:	M.I.M. Calderos
Area / Sección	Área de maquinas	Año de fabricación:	2021
Capacidad de generación:	60 BHP	Combustible:	Diesel #2

2. INDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN

IMAGEN RGB



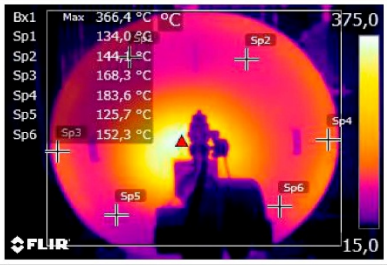
2.1 CONDICIONES DE MEDICIÓN

Equipo (camara):	FLIR E96 (640x480)
Emisividad ajustada	0,95
Distancia de medición	2,5 m
Equipo (anemometro)	Krestel 1
Temperatura ambiente	17 °C
Humedad relativa	60 %
Viento	0,0 m/s
Carga de la caldera	50%
Hora de calentamiento previa	120 min

2.2 IDENTIFICACIÓN DE ANOMALÍAS

Elemento afectado:	Tapa frontal (zona quemador)
Comentario de campo:	Sobrecalentamiento localizado

TERMOGRAMA



2.3 ANÁLISIS TERMOGRÁFICO

T.Max. °C	366,4
T.Ref. °C	156,3
Delta T °C	210,1
Nivel de criticidad termica*	**Critica**
Observaciones	Anomalía más severa de todas las calderas evaluadas. Temperatura muy superior a zonas próximas de la misma tapa (media 151,3 °C). Indica deterioro avanzado del refractario.
Posibles causas	Deterioro avanzado del material refractario interno (fracturamiento y desprendimiento), ciclos térmicos severos; mantenimientos previos deficientes.
Recomendaciones	Intervención inmediata. Retiro integral del refractario deteriorado en zona del quemador. Reemplazo del aislante refractario en tapas frontal y posterior. Limpieza interna general.

*Diagnostico basado según ASTM E1934-99a

3 CRITICIDAD FINAL

Nivel de criticidad final*	Critica

Elaborado por:	Aprobado por:
Sr. Angelo Canseco	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.

	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO	Versión: 00
	FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA	Código: IT-01-FICM
	REGISTRO DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICO	Página 1 de 1
		Fecha de elaboración:20/03/2026

1. INFORMACIÓN INICIAL

1.1 DATOS GENERALES

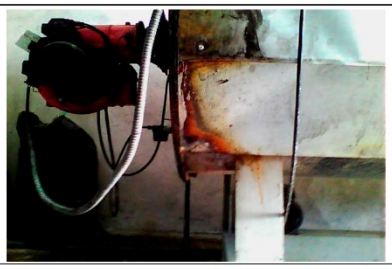
Empresa Evaluada:	Procesado de Alimentos Pillaro	Nº de ficha	PAP-IT-001
Inspector Visual:	Sr. Angelo Canseco		
Supervisor:	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.		
Fecha de inspección:	07/01/2026	Hora de inspección:	9:00
Lugar:	Pillaro		

1.2 INFO INSPECCIÓN

Tipo de Caldera:	Acuatubular	Marca / Modelo:	M.L.M. Calderos
Área / Sección	Área de maquinas	Año de fabricación:	2021
Capacidad de generación:	60 BHP	Combustible:	Diesel #2

2. INDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN

IMAGEN RGB



2.1 CONDICIONES DE MEDICIÓN

Equipo (camara):	FLIR E96 (640x480)
Emisividad ajustada	0.95
Distancia de medición	2.5 m
Equipo (anemometro)	Krestel 1
Temperatura ambiente	17 °C
Humedad relativa	60 %
Viento	0,0 m/s
Carga de la caldera	50%
Hora de calentamiento previa	60 min

2.2 IDENTIFICACIÓN DE ANOMALÍAS

Elemento afectado:	Cuerpo parte frontal inferior
Comentario de campo:	Sobrecalentamiento localizado

TERMOGRAMA



2.3 ANÁLISIS TERMOGRÁFICO

T.Max. °C	232,2
T.Ref. °C	45,3
Delta T °C	186,9
Nivel de criticidad termica*	**Crítica**
Observaciones	Discrepancia térmica extrema entre el punto caliente y el área adyacente superior. Indica pérdidas importantes de calor con elevaciones puntuales de temperatura superficial.
Posibles causas	Deficiencia severa en el aislamiento térmico del cuerpo frontal, posible deterioro localizado del refractario o acumulación de incrustaciones internas.
Recomendaciones	Revisión detallada e intervención prioritaria. Reemplazar aislamiento térmico en zona frontal inferior. Evaluar estado del refractario interno. Monitorear abolladuras con seguimiento.

*Diagnostico basado según ASTM E1934-99a

3 CRITICIDAD FINAL

Nivel de criticidad final*	Crítica

Elaborado por:	Aprobado por:
Sr. Angelo Canseco	Ing. Mauricio Carrillo, Mg.

Anexo 5.- Especificaciones técnicas de la cámara termográfica [16]

Specifications

Features by Camera	E4	E5	E6	E8
IR resolution	80 × 60 pixels	120 × 90 pixels	160 × 120 pixels	320 × 240 pixels
Thermal sensitivity/NETD	<0.15°C (0.27°F) / <150 mK	<0.10°C (0.27°F) / <100 mK	<0.06°C (0.11°F) / <60 mK	
Image adjustment	Automatic adjust/lock image		Automatic/Manual	
Common Features				
Field of view (FOV)	45° × 34°			
Minimum focus distance	0.5 m (1.6 ft)			
Image frequency	9 Hz			
Focus	Focus free			
Wi-Fi	Peer-to-peer or network			
Detector type	Uncooled microbolometer			
Image Presentation and Modes				
Display	3.0 in. 320 × 240 color LCD			
Image modes	Thermal MSX®, thermal, picture-in-picture, thermal blending, digital camera			
Multi Spectral Dynamic Imaging (MSX)	IR image enhanced with visible camera detail			
Picture-in-Picture	IR area on visual image			
Color palettes	Black & white, iron, and rainbow			
Digital camera resolution / FOV	640 × 480 / 55° × 43°			
Measurement Features				
Object temperature range	–20°C to 250°C (–4°F to 482°F)			
Accuracy	±2°C (±3.6°F) or ±2% of reading,for ambient temperature 10°C to 35°C (50°F to 95°F) and object temperature above 0°C (32°F)			
Spotmeter / area	Center spot; box with min./max.			
Emissivity table / correction	Emissivity table of predefined materials / variable from 0.1 to 1.0			
Additional Data				
File formats	Standard JPEG,14-bit measurement data included			
Interfaces	USB Micro: Data transfer to and from PC and Mac device			
Battery type & operating time	Rechargeable 3.6 V Li ion battery; approx. 4 hours typical use			
Encapsulation / drop	IP 54 (IEC 60529) / 2 m (6.6 ft)			
Camera weight, incl. battery	0.575 kg (1.27 lb)			

Specifications are subject to change without notice. For the most up-to-date specifications, go to www.flir.com



Download images fast via USB.



Wireless connectivity to smartphones, tablets and more.

PORTLAND
Corporate Headquarters
FLIR Systems, Inc.
27700 SW Parkway Ave.
Wilsonville, OR 97070
PH: +1 866.477.3687

NASHUA
FLIR Systems, Inc.
9 Townsend West
Nashua, NH 03063
PH: +1 866.477.3687

CANADA
FLIR Systems, Ltd.
920 Sheldon Court
Burlington, ON L7L 5K6
Canada
PH: +1 800.613.0507

LATIN AMERICA
FLIR Systems Brasil
Av. Antonio Bardella,
320 Sorocaba,
SP 18085-852
Brasil
PH: +55 15 3238 7080

CHINA
FLIR Systems Co., Ltd
Rm 1613-16, Tower II
Grand Central Plaza 1
38 Shatin Rural
Committee Rd.
Shatin, New Territories
Hong Kong
PH: +852 2792 8955

BELGIUM
FLIR Systems
Luxemburgstraat 2
2321 Meer
Belgium
PH: +32 (0) 3665 5100

UNITED KINGDOM
FLIR Systems UK
2 Kings Hill Ave., Kings Hill
West Malling, Kent
ME19 4AQ
United Kingdom
PH +44 (0)1732 220 011

Equipment described herein may require US Government authorization for export purposes. Diversion contrary to US law is prohibited. Imagery for illustration purposes only. Specifications are subject to change without notice. ©2018 FLIR Systems, Inc. All rights reserved. (Updated April 5) 17-086

www.flir.com
NASDAQ: FLIR

flir.com/instruments/ex-series

FLIR | The World's Sixth Sense®

Anexo 6.- Tabla de emisividades [17]

Material	Especificaciones	T °C	Espectro	Emisividad
3M 35	Cinta aislante de vinilo (varios colores)	< 80	OL	≈ 0.96
3M 88	Cinta aislante de vinilo negro	< 105	OL	≈ 0.96
3M 88	Cinta aislante de vinilo negro	< 105	MW	< 0.96
3M Super 33+	Cinta aislante de vinilo negro	< 80	OL	≈ 0.96
Hierro y acero	Rugoso, superficie plana	50	T	0.95-0.98
Hierro y acero	Mate	50	T	0.95-0.98
Hierro y acero	Oxidado	100	T	0.74
Hierro y acero	Oxidado	100	T	0.74
Hierro y acero	Oxidado	1227	T	0.89
Hierro y acero	Oxidado	125-525	T	0.78-0.82
Hierro y acero	Oxidado	200	T	0.79
Hierro y acero	Oxidado	200	T	0.80
Escorias	Caldera	0-100	T	0.97-0.93
Escorias	Caldera	1400-1800	T	0.69-0.67
Escorias	Caldera	200-500	T	0.89-0.78
Escorias	Caldera	600-1200	T	0.76-0.70

Anexo 7.- Propiedades termodinámicas – vapor saturado [23]

PSIG	°F	BTU/lb.			Spec. Vol. Ft^3/lb Sat. Vapor
		Heat of Liquid*	Latent Heat of Evaporation	Total Heat of Steam	
0	212	180	970	1150	27
1	216	183	968	1151	25
2	219	187	965	1152	24
3	222	190	964	1154	22.5
4	224	193	962	1155	21.0
5	227	195	961	1156	20.0
6	230	298	959	1157	19.5
7	232	201	957	1158	18.5
8	235	203	956	1159	18.0
9	237	206	954	1160	17.0
10	240	208	952	1160	16.5
15	250	218	945	1163	14.0
20	259	227	940	1167	12.0
25	267	236	934	1170	10.5
30	274	243	929	1172	9.5
35	281	250	924	1174	8.5
40	287	256	920	1176	8.0
45	292	262	915	1177	7.0
50	298	267	912	1179	6.7
55	303	272	908	1180	6.2
60	307	277	905	1182	5.8

PSIG	°F	BTU/lb.			Spec. Vol. Ft^3/lb Sat. Vapor
		Heat of Liquid*	Latent Heat of Evaporation	Total Heat of Steam	
65	312	282	901	1183	5.5
70	316	286	898	1184	5.2
75	320	290	895	1185	4.9
80	324	294	892	1186	4.7
85	328	298	889	1187	4.4

INTERPOLACIÓN	
°F	PSIG
287	40
290	**43**
292	45

Anexo 8.- Protocolo de inspección

Paso 1: diagnóstico visual de integridad mecánica

El protocolo inicia con una inspección visual profunda de la envolvente y los accesorios de la caldera utilizando la metodología IEC 60812. En este punto, debes buscar evidencias físicas que anticipen problemas térmicos, tales como áreas con desprendimiento de pintura (termo-oxidación), abolladuras en el cuerpo cilíndrico que puedan haber compactado el aislamiento interno, o rastros de óxido en las uniones de las tapas. Este paso es crucial para mapear las zonas donde se enfocará el lente de la cámara en el paso siguiente.

Paso 2: captura termográfica y registro de campo

Con el equipo operando en régimen estable (al menos 1 hora de funcionamiento), se procede a la captura de los termogramas. Es vital configurar la emisividad en la cámara (típicamente 0.95 para el acero de la caldera) y registrar las condiciones ambientales con el anemómetro y medidor de humedad para compensar las lecturas. Por cada anomalía detectada, se debe tomar una fotografía digital paralela a la térmica; esto permite correlacionar el "punto caliente" con el componente físico exacto, como un perno flojo en el contactor eléctrico o una fisura en el cordón de soldadura de la chimenea.

Paso 3: validación por termodinámica de vapor

Este es el filtro técnico del protocolo: se toma la presión manométrica actual de la caldera y se contrasta con las tablas de vapor saturado (Anexo 14) para conocer la temperatura interna teórica del fluido. Por ejemplo, si la caldera opera a 43 psi, la temperatura interna es de aproximadamente 143.3 °C. Si la inspección termográfica del Paso 2 muestra temperaturas superficiales externas que se acercan o superan este valor (como los 280.3 °C detectados en la Caldera A), se confirma científicamente que el material refractario ha fallado y el calor está transfiriéndose directamente a la carcasa.

Paso 4: análisis de criticidad y priorización de acción

El último paso consiste en calcular el gradiente térmico comparando la zona afectada con una zona sana del mismo equipo. Utilizando la matriz de criticidad de la tesis, clasificas el hallazgo: si gradiente térmico es superior a 60 °C, la falla se etiqueta como Crítica, lo que exige una intervención inmediata. Este paso cierra el protocolo transformando la imagen térmica en una orden de trabajo específica, permitiendo planificar el cambio de refractario o aislante antes de que ocurra una parada forzada por seguridad.