

**RECUPERACIÓN DEL ESTADO OPERACIONAL DE LA CALDERA
PIROTUBULAR DEL LABORATORIO DE SISTEMAS TÉRMICOS**

**FREDDY JHAIR HERRERA BARRIOS
DAVID GUSTAVO BERMÚDEZ MANRIQUE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2015

**RECUPERACIÓN DEL ESTADO OPERACIONAL DE LA CALDERA
PIROTUBULAR DEL LABORATORIO DE SISTEMAS TÉRMICOS**

**FREDDY JHAIR HERRERA BARRIOS
DAVID GUSTAVO BERMÚDEZ MANRIQUE**

**Trabajo de Grado para optar al título de:
Ingeniero Mecánico**

**Director;
OMAR ARMANDO GELVEZ AROCHA
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar esta etapa de mi vida, a mi madre Gloria Amparo Barrios por su amor brindado, incondicionalmente a mi nona Flor Barrera por ser mi segunda madre, a mis hermanos Edwin Herrera y Jury Herrera por su apoyo y a todos mis amigos que me acompañaron en el trasegar universitario a todos ellos gracias totales.

Freddy Jahir Herrera Barrios.

DEDICATORIA

A ti Dios por cada día de vida que me brindas, es una oportunidad de realizar mis sueños como profesional y como persona.

A mis padres Mary Manrique y Gustavo Bermúdez, por todo el amor que me han brindado, su apoyo incondicional y valores infundidos.

A mi familia que con su ilusión y apoyo me llenaban de esperanzas y fortaleza para seguir adelante.

A mis amigos y compañeros que fueron parte y motivación de esta lucha.

Gracias.

David G. Bermúdez Manrique.

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Ernesto Salazar del servicio de Calderas y Afines, por su experiencia compartida en el tema de operación y mantenimiento de calderas.

Al Ingeniero Adalberto Sánchez de la lavandería Ultramatic, por su asesoría en el tema de automatización, acompañamiento y conocimientos compartidos.

Al Ingeniero Yefersson Burgos de Sensomatic, por su colaboración y asesoría en la programación de PLC.

A Freddy y Alfonso, de mantenimiento de la escuela de ingeniería mecánica, por colaborarnos siempre con herramientas y trabajo cuando lo necesitamos.

Al Ingeniero Omar Armando Gélvez, por confiarnos este proyecto que ha enriquecido nuestro conocimiento y experiencia como profesionales.

David G. Bermúdez Manrique.

Freddy Jahir Herrera Barrios.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.	22
1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	23
1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	23
1.2. JUSTIFICACIÓN PARA SOLUCIONAR EL PROBLEMA	24
1.3. OBJETIVOS DEL TRABAJO DE GRADO	25
1.3.1. Objetivo General	25
1.3.2. Objetivos Específicos	25
2. GENERALIDADES SOBRE CALDERAS	26
2.1. DEFINICION	26
2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS CALDERAS	26
2.2.1. Caldera Acuotubular.	29
2.2.2. Caldera Piro tubular.	32
2.3. PARTES DE LA CALDERA.	33
2.4. GENERALIDADES DE LA COMBUSTIÓN.	35
3. SISTEMAS DE LA CALDERA PIROTUBULAR.	37
3.1.1. Sistema de tratamiento de agua.	37
3.1.2. Sistema de Vaporización de agua.	43
3.2. SISTEMA DE COMBUSTIÓN.	44
3.2.1. Sistema de Ignición.	44
3.2.2. Sistema Principal de combustible	48
4. SISTEMAS DE CONTROL Y SEGURIDAD DE LA CALDERA.	54
4.1. CONTROLADOR FIREYE.	54
4.2. ACCIONES DE MONITOREO Y CONTROL.	57
4.3. SENSORES Y ACCIONADORES.	59
4.4. CONTROLES PARA CALDEROS PIROTUBULARES.	59
4.5. CONTROLES LIMITES DE SEGURIDAD.	60
4.6. CONTROLES DE LLAMA.	61
4.7. CONTROLES DE NIVEL DE AGUA.	61
4.8. CONTROLES DE PRESIÓN.	65
4.9. CONTROL DE AIRE.	70

4.9.1.	Variador de Velocidad.	70
5.	DETERMINACION DEL ESTADO DE LOS SISTEMAS DE LA CALDERA.	71
5.1.	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA.	72
5.1.1.	Inspección y Mantenimiento del Suavizador.	72
5.1.2.	Inspección y mantenimiento de la bomba de agua.	76
5.2.	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE COMBUSTIÓN.	83
5.2.1.	Sistema de combustión, conjunto quemador.	83
5.2.2.	Sistema de aire	83
5.3.	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE VAPORIZACION.	84
5.3.1.	Estado Lado del Fuego.	84
5.3.2.	Estado Lado del agua.	88
5.3.3.	Mantenimiento realizado al cuerpo de la caldera.	92
5.4.	MANTENIMIENTO SISTEMA DE CONTROL.	103
5.4.1.	Programador y conexiones eléctricas.	103
5.4.2.	Otros elementos de control.	108
6.	MANTENIMIENTO EN CALDERAS	117
6.2.1.	ASPECTOS DE MANTENIMIENTO PARA CALDERAS	119
6.3.1.	MANTENIMIENTO DIARIO Y SEMANAL DE LA CALDERA	120
6.3.2.	MANTENIMIENTO TRIMESTRAL DE LA CALDERA	121
6.3.3.	MANTENIMIENTO TRINIESTRAL DE ACCESORIOS	123
6.3.4.	MANTENIMIENTO ANUAL.	124
6.3.5.	INSPECCION ANUAL DE CALDERAS.	125
6.4.1.	OPERACIÓN.	127
6.4.2.	DOCUMENTACIÓN.	128
7.	IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL POR PLC.	134
7.1.	GENERALIDADES DEL PLC.	134
7.1.1.	Unidad central de proceso (CPU).	135
7.1.2.	Unidad de memoria.	136
7.1.3.	Procesador de entradas y salidas (e/s).	137
7.1.4.	Unidad procesadora de comunicaciones.	138

7.1.5.	Fuente de alimentación.	138
7.2.	MÓDULOS DE ENTRADA Y SALIDA (E/S).	138
7.3.	MÓDULOS DE ENTRADA.	140
7.3.1.	Módulos de Entrada Digital.	140
7.3.2.	Módulos de Entrada Análoga.	141
7.4.	MÓDULOS DE SALIDA.	143
7.4.1.	Módulos de Salida Discreta.	143
7.4.2.	Módulos de Salida Análoga.	145
7.5.	ACONDICIONAMIENTO CIRCUITO ELÉCTRICO.	146
7.5.1.	Conexiones eléctricas.	146
7.6.	DISEÑO DEL PROGRAMA PARA EL PLC.	153
7.7.	OPERACIÓN CON EL CONTROLADOR PLC.	159
8.	CONCLUSIONES.	163
9.	RECOMENDACIONES.	166
	BIBLIOGRAFIA.	167
	ANEXOS.	169

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Partes de la Caldera Acuotubular.	30
Figura 2. Partes de la caldera Piro tubular.	34
Figura 3. Circuito tratamiento de agua.	38
Figura 4. Posición 1, operación normal.	39
Figura 5. Posición 3, lavado.	40
Figura 6. Posición 2, inyección de salmuera.	41
Figura 7. Esquema sistema de aire.	45
Figura 8. Esquema sistema piloto.	46
Figura 9. Sistema principal de combustible.	48
Figura 10. Esquema sistema principal de combustible.	49
Figura 11. Regulador de gas.	50
Figura 12. Manómetro.	50
Figura 13. Válvula manual para gas	51
Figura 14. PAG	52
Figura 15. Válvula principal de gas VG.	53
Figura 16. Servo válvula de control.	54
Figura 17. Programador Fireye C400.	55
Figura 18. Partes del Fireye.	55
Figura 19. Diagrama de conexiones FIREYE C400.	56
Figura 20. Control de nivel de agua tipo McDonnell y Miller.	62
Figura 21. Visor Indicador de nivel.	62
Figura 22. Controles McDonnell.	63
Figura 23. Sistema de Contactos McDonnell.	63

Figura 24. Presóstato de operación.	66
Figura 25. Presóstato de modulación.	67
Figura 26. Manómetro para caldera.	68
Figura 27. Válvula de seguridad.	69
Figura 28. Variadores de frecuencia.	70
Figura 29. Corrosión en la base del suavizador.	72
Figura 30. Pintura y protección en la base del suavizador.	73
Figura 31. Interior del suavizador.	73
Figura 32. Interior del suavizador limpio.	74
Figura 33. Tapa del suavizador	74
Figura 34. Empaque de la tapa del suavizador.	75
Figura 35. Conexión tanque de salmuera	76
Figura 36. Rodetes y tapas.	76
Figura 37. Rodetes y tapas post mantenimiento.	77
Figura 38. Contra platos de la bomba.	77
Figura 39. Contra platos de la bomba limpios.	77
Figura 40. Cuerpo de la bomba.	78
Figura 41. Cuerpo de la bomba con mantenimiento.	78
Figura 42. Rodamientos viejos y nuevos.	79
Figura 43. Cordón plomaginado viejos y nuevo.	79
Figura 44. Eje de bomba.	80
Figura 45. Eje limpio	80
Figura 46. Bomba armada y con mantenimiento realizado.	81
Figura 47. Formato de mantenimiento sistema de agua.	82
Figura 48. Detalle cordón de asbesto.	84
Figura 49. Detalle refractario compuerta posterior.	85
Figura 50. Detalle quemador parte interna.	85
Figura 51. Vista general de tubos.	86
Figura 52. Interior del hogar.	86
Figura 53. Detalle remache y corrosión de superficie interna.	87

Figura 54. Detalle pernos y suciedad en compuerta frontal.	87
Figura 55. Detalle interior tubos de fuego.	88
Figura 56. Detalle orificio de inspección Hand Hole.	88
Figura 57. Detalle superficie interior lado del agua.	89
Figura 58. Detalle interior Hand Hole lateral.	89
Figura 59. Detalle superficie tubos.	90
Figura 60. Parte inferior.	91
Figura 61. Purga de Lodos.	91
Figura 62. Tapas Hand Hole.	92
Figura 63. Cambio empaques .	93
Figura 64. Detalle mirilla tapa posterior.	94
Figura 65. Preparación prueba de fugas.	94
Figura 66. Detalle empañamiento mirilla posterior.	95
Figura 67. Detalle condensado en el lado del fuego.	95
Figura 68. Picadura en los tubos.	96
Figura 69. Fuga en la válvula de vapor.	97
Figura 70. Detalle del estado de la válvula.	97
Figura 71. Despiece de la válvula.	98
Figura 72. Detalle empaque y limpieza.	98
Figura 73. Formato de revisión visual externa.	99
Figura 74. Formato de revisión visual interna.	100
Figura 75. Formato de revisión visual lado del fuego y del agua.	101
Figura 76. Formato de revisión sistema de combustible.	102
Figura 77. Conexión de caldera donde se probó el Fireye.	103
Figura 78. Cableado antes.	104
Tabla 11. Posición correcta para encendido de caldera.	107
Figura 79. Estado del McDonnell.	108
Figura 80. Protector y controles del McDonnell.	109
Figura 81. Protector nuevo.	109
Figura 82. Interior McDonnell.	110

Figura 83. Limpieza y empaque McDonnell.	110
Figura 84. Flotador antes y despues	111
Figura 85. Indicador de nivel antes y después.	112
Figura 86. Presóstato de modulación.	112
Figura 87. Cableado después.	113
Figura 88. Formato de revisión dispositivos de seguridad.	114
Figura 89. Formato de revisión sistema aire y llama.	115
Figura 90. Formato de revisión dispositivos de seguridad.	116
Figura 91. Formato de mantenimiento preventivo diario y semanal.	130
Figura 92. Formato de mantenimiento trimestral hoja 1.	131
Figura 93. Formato de mantenimiento trimestral hoja 2.	132
Figura 94. Formato de mantenimiento anual.	133
Figura 95. Arquitectura de un PLC.	135
Figura 96. Unidad de procesamiento CPU.	136
Figura 97. Unidad de memoria y sus componentes.	137
Figura 98. Aislación óptica típica en módulos E/S.	139
Figura 99. Diagrama en bloques de una entrada discreta.	141
Figura 100. Diagrama en bloque.	142
Figura 101. Diagrama en bloques de una salida digital.	144
Figura 102. Diagrama en bloques de una salida análoga.	145
Figura 103. Sistema de contactos.	146
Figura 104. Diseño circuito de sensor Honeywell.	148
Figura 105. Circuito para baquelita.	149
Figura 106. Vista del circuito final.	149
Figura 107. Plano eléctrico.	150
Figura 108. Detalles plano eléctrico.	151
Figura 109. Conexión eléctrica del PLC.	152
Figura 110. Diagrama de flujo encendido y operación.	153
Figura 111. Segmento 1 de programación.	156
Figura 112. Detección de aire, activación gas piloto y chispa.	157

Figura 113. Detección de llama.	158
Figura 114. Condiciones de apagado.	159
Figura 115. Aplicación del transductor.	199
Figura 116. Espesor incrustación vs reducción de la eficiencia.	202
Figura 117. Velocidades de corrosión.	203
Figura 118. Espesor incrustación vs reducción de la eficiencia.	204
Figura 119. Componentes Subsistema de Agua.	212
Figura 120. Válvula de acción directa.	214
Figura 121. Válvula operada por piloto.	214
Figura 122. Relación Temperatura vs oxígeno en el agua.	216
Figura 123. Implantación Desaireador Mixto.	217
Figura 124. Termómetro.	219
Figura 125. Salida GPH vs Presión.	220
Figura 126. Conexión químico con el dosificador.	221
Figura 127. Codificación del dosificador.	221
Figura 128. Selección de Dosificador.	222

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Partes de la caldera.	34
Tabla 2. Nivel recomendado de exceso de aire y otros parámetros.	36
Tabla 3. Partes del sistema de tratamiento de agua.	38
Tabla 4. Placa de especificaciones del suavizador.	39
Tabla 5. Tabla resumen de posiciones de válvulas.	42
Tabla 6. Sistema de combustión.	47
Tabla 7. Transformador de ignición.	47
Tabla 8. Válvula piloto de ignición.	47
Tabla 9. Especificaciones del Interruptor de presión PAG.	52
Tabla 10. Especificaciones de la servo válvula proporcional de gas.	53
Tabla 11. Parámetros para la calidad del agua.	190
Tabla 12. Clasificación del grado de dureza para diferentes aguas.	191
Tabla 13. Productos químicos para conservación de la caldera.	211
Tabla 14. Partes principales sistema de Tratamiento de agua propuesto.	213
Tabla 15. Dimensionamiento tubería de la trampa de vapor.	218
Tabla 16. Especificaciones del termómetro.	219

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Formatos propuestos de mantenimiento.	169
Anexo B. Averías más corrientes en las calderas de vapor y forma de localizarlas.	183
Anexo C. Principales problemas en el cuerpo de la caldera.	187
Anexo D. Instructivo de uso del suavizador.	188
Anexo E. Instructivo de uso del PLC.	189
Anexo F. Parámetros para la calidad del agua.	190
Anexo G. Agua para Calderas.	191
Anexo H. Cotización Tubos de la caldera.	195
Anexo I. Determinación del espesor de retiro.	197
Anexo J. Velocidad de corrosión.	201
Anexo K. Propuesta de mejoramiento para el sistema de agua.	204
Anexo L. Propuesta de mejoramiento del sistema de tratamiento de agua.	212
Anexo M. PLC S7-1200.	223
Anexo N. Softwares utilizados.	225

RESUMEN

TÍTULO: RECUPERACIÓN DEL ESTADO OPERACIONAL DE LA CALDERA PIROTUBULAR DEL LABORATORIO DE SISTEMAS TÉRMICOS.

AUTORES: Freddy Jhair Herrera Barrios.
David Gustavo Bermúdez Manrique.

PALABRAS CLAVES: Inspección, Diagnóstico, Mantenimiento Correctivo, Mantenimiento Preventivo, PLC, Implementación de control.

DESCRIPCIÓN

El presente documento contiene el desarrollo del trabajo realizado para la recuperación del estado funcional de la caldera del laboratorio de sistemas térmicos de la escuela de Ingeniería Mecánica.

El trabajo comienza con la realización de una inspección visual a los diferentes subsistemas que componen la caldera pirotubular en los que se trata de manera detallada sus componentes, el funcionamiento de cada uno de ellos y la manera correcta de operación.

Durante el desarrollo de la inspección, se tomó evidencia fotográfica del estado de cada componente, se analizan las causas de su deterioro y se realizó un mantenimiento correctivo, el cual, consistió en labores de limpieza de superficies, remoción de óxido, cambio de empaquetaduras y sellos, eliminación de fugas, pintura y otras labores sencillas.

Para el desarrollo del plan de mantenimiento preventivo se tomaron en cuenta los aspectos de mantenimiento recomendados en el reglamento técnico de calderas RTC, el cual contiene las actividades a realizar en periodos diarios, semanales, trimestrales y anuales para garantizar un funcionamiento confiable y seguro de la caldera.

Para finalizar, se implementó el sistema de control ON – OFF mediante un controlador lógico programable PLC, para ello se adecuó el sistema eléctrico de la caldera y se programó la secuencia de encendido y operación.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Ing. Omar A. Gélvez

ABSTRACT

TITLE: RECOVERY OF STATE OPERATIONAL OF Shell boiler THERMAL SYSTEMS LABORATORY.

AUTHORS: Freddy Jhair Herrera Barrios.
David Gustavo Bermúdez Manrique.

KEY WORDS: Inspection, Diagnosis, Corrective Maintenance, Preventive Maintenance, PLC, Implementation Control.

DESCRIPTION

This document contains the development work for the recovery of functional status of the boiler thermal systems Lab School of Mechanical Engineering.

The paper begins by performing a visual inspection to the different subsystems in the shell boiler in question in detail the components, the operation of each and operating correctly.

During the course of the inspection, photographic evidence of the status of each component is taken, the causes of their decline are analyzed and corrective maintenance, which consisted of cleaning work surfaces, rust removal, changing seals are made and seals, eliminate leaks, paint and other simple tasks.

To develop the preventive maintenance plan took into account the recommended maintenance aspects in the technical regulation of boilers RTC, which contains activities to be performed daily, weekly, quarterly, and annually to ensure reliable and safe operation of the boiler.

To complete the system ON-OFF control was implemented; by a programmable logic controller PLC, for which the electrical system of the boiler is adapted and programmed ignition sequence and operation.

* Thesis

** Physical-Mechanical Engineer Faculty, Mechanical Engineer School, Eng. Omar A. Gélvez

INTRODUCCIÓN.

Las Calderas o Generadores de vapor son instalaciones industriales que, aplicando el calor de un combustible sólido, líquido o gaseoso, vaporizan el agua para aplicaciones en la industria.

Cuentan con un sistema de control el cual supervisa los parámetros mínimos de seguridad como presión, nivel de agua y llama, apagando el sistema en caso tal de que se presente cualquier anomalía, dado que podría producirse un accidente que pondría en riesgo no solo los procesos sino también la vida de las personas que se encuentren cerca de esta.

La aplicación de diagnóstico y mantenimiento a las calderas no solo permite operar con mayor seguridad estos equipos sino que además permitirá obtener una mayor eficiencia de operación.

A continuación se muestra los tipos y las partes de una caldera, su funcionamiento y las actividades de mantenimiento necesarias para mantenerla en condiciones óptimas de operación, junto con la implementación de un sistema de control ON-OFF para el inicio de la secuencia automática de encendido y operación de la caldera.

1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

La escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad Industrial de Santander, cuenta para su apoyo en el desarrollo del proceso de aprendizaje de sus estudiantes con diferentes laboratorios adecuados especialmente para reforzar los conceptos adquiridos y al mismo tiempo, brindar experiencias prácticas sobre diversos fenómenos físicos, funcionamiento de máquinas y procesos industriales que permitan de esta manera, un contacto cercano a problemas reales de ingeniería.

Dentro de estos espacios mencionados, se encuentra el laboratorio de Sistemas Térmicos; el cual dispone de varios equipos; entre ellos, una caldera pirotubular construida por la empresa Colmáquinas en el año de 1990; con capacidad de 20 BHP (Boiler Horse Power) y presión de diseño de 150 psi.

Debido al tiempo en que esta caldera ha estado en funcionamiento, muchos de sus componentes han sido afectados por el deterioro normal, dentro de los cuales se encuentra su sistema de control automático llevando a que su operación sea de forma completamente manual.

La operación manual de la caldera en esas condiciones, aumenta el riesgo de accidentalidad y requiere de personal que supervise constantemente su funcionamiento y controle cualquier cambio que se produzca; por lo cual se hace necesaria la implementación de un sistema de control moderno.

1.2. JUSTIFICACIÓN PARA SOLUCIONAR EL PROBLEMA

Las calderas son máquinas muy utilizadas en diferentes procesos industriales tales como generación de electricidad o calentamiento de otros fluidos. Debido a las condiciones de su funcionamiento, donde se manejan altas presiones y temperaturas, vapor y combustible; las cuales elevan los riesgos de accidentalidad; es necesario mantener un control de dichas variables y conseguir un adecuado funcionamiento dentro de las normas de seguridad establecidas de acuerdo con el reglamento técnico de calderas de vapor RTC para uso en Colombia.

La responsabilidad que implica un manejo seguro de las calderas, justifica la importancia de implementar un sistema de control acorde a sus parámetros de diseño que garantice no solo un correcto funcionamiento sino también confiabilidad en su operación y seguridad para el personal.

La implementación de un sistema de control para la caldera pirotubular del laboratorio de sistemas térmicos contribuye no solo a su buen funcionamiento sino también a mejorar la calidad académica en la práctica y el aprendizaje, en el ciclo de formación ingenieril correspondientes a las asignaturas de termodinámica, transferencia de calor y sistemas térmicos en el programa de ingeniería mecánica.

Para la implementación de un control en la caldera, se hace necesario conocer las condiciones de sus componentes, por lo cual, un diagnóstico previo permite identificar posibles fallas para su posterior mantenimiento.

1.3. OBJETIVOS DEL TRABAJO DE GRADO

1.3.1. Objetivo General

- Contribuir con la misión de la Universidad Industrial de Santander en la formación de profesionales de alta calidad, colaborando con la funcionalidad del laboratorio de sistemas térmicos de la escuela de Ingeniería Mecánica y brindando confiabilidad y seguridad en el desarrollo académico.

1.3.2. Objetivos Específicos

Desarrollar actividades para la recuperación de la funcionalidad de la caldera pirotubular del laboratorio de sistemas térmicos para lo cual se deberá:

- Implementar un sistema de control por medio de un controlador lógico programable (PLC) que cumpla con las siguientes tareas:
 - Encender y apagar la caldera de forma automática.
 - Controlar mediante un esquema de control on-off las condiciones de presión y el suministro adecuado de agua y combustible.
- Determinar el estado actual de los diferentes sistemas operacionales de la caldera pirotubular del laboratorio sistemas térmicos:
 - Sistema de suministro de agua.
 - Sistema de combustible.
 - Sistema de aire de combustión.
 - Sistema de vaporización de agua.
 - Sistema de control y seguridad.
- Desarrollar un plan de mantenimiento preventivo y correctivo básico para este equipo.

2. GENERALIDADES SOBRE CALDERAS

2.1. DEFINICION

Las calderas son recipientes cerrados sometidos a presión que contienen fluidos de trabajo, generalmente agua, que se evapora en forma continua gracias a la aplicación de calor proveniente de gases de combustión.

2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS CALDERAS

Para efectos del Reglamento Técnico aplicable a las calderas de vapor para uso en Colombia, RTC. Las calderas se clasifican de la siguiente manera:

Con respecto a su potencia:

- a.** Categoría I: Calderas con potencia menor de 50 kW
- b.** Categoría II: Calderas con potencia mayor de 50 kW y menor o igual a 1000 kW
- c.** Categoría III: Calderas con potencia mayor de 1000 kW y menor o igual a 3000 kW
- d.** Categoría IV: Calderas con potencia mayor a 3000 kW

La clasificación anterior se hace con el objeto de delimitar la exigencia de los requerimientos para la instalación de calderas, tanques de combustible, requerimientos de sistemas de regulación y control, clasificación y responsabilidades de los operadores, la participación de personal en las inspecciones y pruebas, niveles de inspectores y trenes de combustión, entre otros.

La categoría de una sala de calderas vendrá determinada por la de la caldera de mayor categoría entre las allí instaladas, con independencia de su número.

Nota: Para la equivalencia de potencia y capacidad en otros sistemas de unidades se podrán utilizar los siguientes factores de conversión.

$$1 \text{ BHP} = 9,81 \text{ kW}$$

$$1 \text{ BHP} = 34,5 \frac{\text{lbvapor}}{\text{h}} \text{ (a } 212^\circ \text{ F y } 14.7 \text{ psi)}$$

Con respecto al tipo de circulación de agua:

- a. Circulación natural
- b. Circulación controlada
- c. Circulación forzada

Con respecto a la fuente de energía utilizada:

- a. Para combustibles sólidos (carbón, madera, biomasa, basuras, otros)
- b. Para combustibles gaseosos (gas natural, propano, gas reformado, gas de aceites, gas pobre, otros)
- c. Para combustibles líquidos (Fuel Oil, combustóleo, crudos de petróleo, licor negro, otros)
- d. Eléctricas

Con respecto a la posición relativa de sus tubos:

- a. Piro-tubulares (Horizontales, verticales)
- b. Acuotubulares (Tipo paquete, industriales, bagaceras, para refinerías, térmicas, recuperadoras, otras)

- c. Mixtas (Piro tubular y Acuotubular)

Con respecto a su uso:

- a. Para producción de vapor
- b. Para producción de agua caliente
- c. De aceite térmico
- d. Otro fluido

Con respecto a su instalación:

- a. Fijas
- b. Temporales
- c. Móviles

Con respecto a su construcción:

- a. Calderas tipo paquete (Ensambladas en planta)
- b. calderas ensambladas en campo
- c. mixtas

Se establecen diferentes criterios de clasificación para calderas, sin embargo se puede decir que existen dos tipos básicos con los cuales identificarlas fácilmente: calderas acuotubulares y calderas piro tubulares.

2.2.1. Caldera Acuotubular.

En las calderas acuotubulares, el agua circula por dentro de los tubos, pasando los gases calientes alrededor de ellos. Estos tubos están, generalmente conectados a dos calderines, un calderín superior y otro inferior. En el calderín superior de vapor se produce la separación del vapor existente en el agua en circulación, y en el inferior se depositan los lodos y residuos de la separación de vapor y agua líquida.

Los tubos que unen ambos calderines se distribuyen de forma que una parte de ellos queda en el lado caliente de la caldera y la otra parte en el lado frío, El agua de los tubos del lado caliente es parcialmente evaporada de forma que dicho vapor asciende hacia el calderín superior debido a la menor densidad del vapor con respecto al agua. El agua de la parte fría circula del calderín superior al inferior debido a la mayor densidad del agua en esta zona, de forma que se produce una circulación natural de la masa de agua.

Este tipo calderas suelen operar hasta presiones de 100 bares en el caso de las calderas industriales y de 200 bares en el caso de calderas para generación de vapor que muevan turbinas de generación para producir energía eléctrica. La capacidad de estas calderas no se acostumbra a medir en BHP, normalmente se expresan en lb/hr de vapor producido o en MBtu/hr, teniendo en cuenta que cada libra de vapor a una presión y temperatura dadas dispone de una cantidad determinada de energía. Este tipo de calderas maneja producciones de 500 Tm/hr y 4000 Tm/hr respectivamente.

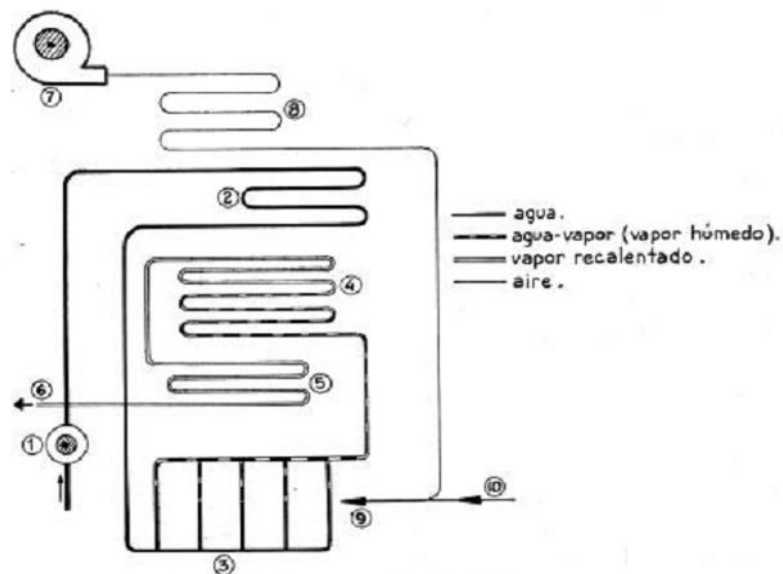
Las ventajas de este tipo de calderas son las siguientes:

- Puede obtenerse una mayor capacidad aumentando el número de tubos, independientemente del diámetro del calderín de vapor.
- El calderín está expuesto al calor radiante de la llama.
- Poseen una gran libertad de incrementar capacidades y presiones.
- Facilitan el montaje y rápida puesta en marcha.

Componentes principales de una caldera de tipo Acuotubular.

Se muestra en la Figura 1 las partes que componen una caldera de tipo Acuotubular.

Figura 1. Partes de la Caldera Acuotubular.



- | | |
|----------------------------------|------------------------------|
| 1. Bomba de alimentación (agua). | 6. Salida del vapor. |
| 2. Economizador. | 7. Ventilador. |
| 3. Hogar. | 8. calentador de aire. |
| 4. Evaporador residual. | 9. Quemador. |
| 5. Sobrecalentador. | 10. Ingreso del combustible. |

Fuente: <http://es.slideshare.net/calderas-acuotubular-guias>

- **Hogar:** El hogar es el lugar dentro de la caldera en el cual el combustible se quema con el aire, formando el proceso de combustión, por medio del cual se logrará una liberación de calor. El hogar debe permitir que la combustión se realice de forma adecuada, estos hogares pueden ser básicamente de dos tipos: los que son contruidos con ladrillos refractarios y los de paredes enfriadas con agua, donde los hogares generalmente tienen paredes de tubos y ladrillos.
- **Sección de transferencia de calor:** En esta parte de la caldera se dan dos tipos de transferencia de calor: por convección y por radiación. Está formada por tubos enfilados que permiten la circulación del producto de la combustión, en esta parte de la caldera se generará la mayor cantidad de vapor.
- **Economizador:** El economizador es el encargado de precalentar el agua de alimentación de la caldera, utilizando el calor de los gases que salen por la chimenea, este equipo permite mejorar la eficiencia en la combustión, ya que disminuye el calor requerido para evaporar el agua.
- **Calentador de aire:** El calentador de aire precalienta el aire que se utiliza en la combustión antes de que este entre en contacto con el combustible, esto con el fin de aumentar la eficiencia en el proceso de la combustión y no usar exceso de combustible para el mismo.

Este calentador se hace particularmente necesario con el uso de combustibles de alto contenido de humedad. Su principio es aprovechar el calor sensible de los gases que salen por la chimenea, por lo tanto se recupera calor que iría inicialmente a la atmosfera.

- **Sobrecalentador:** El sobrecalentador es usado para adherir calor adicional al vapor saturado, aprovechado de los productos de la combustión, ayudando a generar una ganancia de energía en el vapor que será finalmente usado a la salida de la caldera.

Existen dos tipos de sobrecalentadores: el sobrecalentador de tipo radiante, el cual recibe calor por radiación de forma directa a través de la llama; y el sobrecalentador de tipo convectivo, que obtiene el calor principalmente por el paso de los productos de la combustión a través de los tubos.

2.2.2. Caldera Pirotubular.

Las calderas pirotubulares horizontales, también conocidas como calderas de tubos de fuego, se caracterizan por generar vapor saturado. Son recipientes sometidos a presión debido a la evaporación del agua; además de resistir altas temperaturas, usualmente son fabricadas bajo normas técnicas, ASME, ASTM.

Las calderas pirotubulares son calderas de forma cilíndrica, en donde el flujo de los gases de combustión se da por el interior de una serie de tubos que van de placa a placa en el cuerpo de la caldera, estos tubos están bañados por agua lo cual aumenta la transferencia de calor, para la evaporación del agua.

La capacidad de las calderas pirotubulares viene dada en unidades de BHP, que no es más que la potencia requerida para evaporar 34.5lb de agua a 212 F (100 grados centígrados) a una presión 14.7 Psi (1 atmósfera).

Su equivalencia en Btu/h es: $1\text{BHP}=33472\text{Btu/hr}$.

Las calderas de tipo pirotubular funcionan con presiones de 0 a 300 Psig; las capacidades van de 1BHP a 900 BHP y su máxima producción de vapor tipo saturado es de 30.000lb/hr. Existen calderas pirotubulares de uno, de dos o de tres pasos, dependiendo de la circulación de los gases por los tubos. Su aplicación se da en Hospitales, clínicas, hoteles, en general, en industrias donde se requiera vapor como fuente de energía.

Características:

- Sencillez en su construcción.
- Facilidad en su inspección, reparación y limpieza.
- Gran peso.
- La puesta en marcha es lenta.
- Gran peligro en caso de explosión o ruptura.

2.3. PARTES DE LA CALDERA.

Las calderas pirotubulares están integradas fundamentalmente por:

- Cuerpo de la caldera.
- Quemador.
- Accesorios de control.
- Accesorios de seguridad.
- Equipos auxiliares.

La figura 2 muestra las principales partes de la caldera pirotubular en un modelo realizado en el software SolidWorks (Anexo N).

Figura 2. Partes de la caldera Pirorotubular.

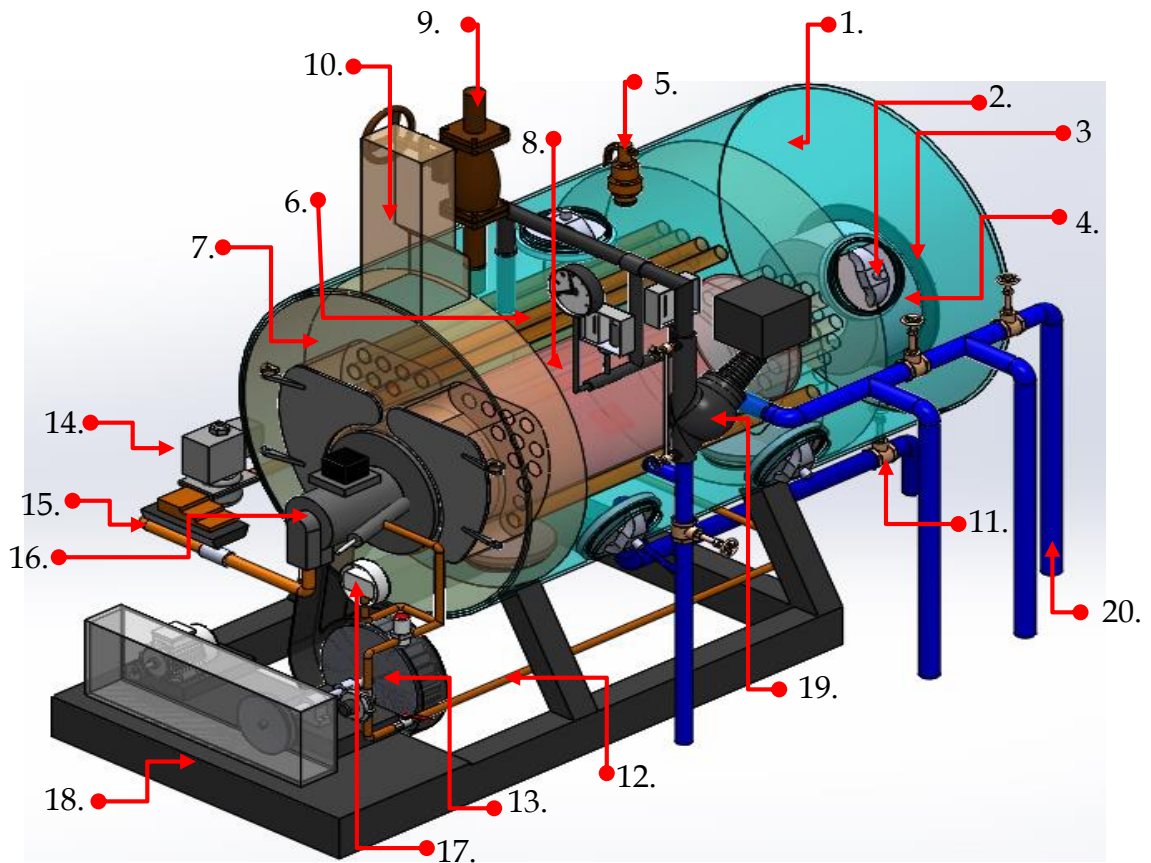


Tabla 1. Partes de la caldera.

1. Carcasa	11. Válvulas de purga
2. Hand Hole	12. Alimentación Gas Piloto
3. Compuertas	13. Sistema de Aire
4. Refractario	14. Válvula de Gas VG
5. Válvula de seguridad	15. Alimentación Gas Principal
6. Tubos	16. Quemador
7. Espejos	17. Sensor Interruptor PAC
8. Hogar	18. Base
9. Línea de Vapor	19. Indicador de nivel
10. Chimenea	20. Alimentación de Agua

2.4. GENERALIDADES DE LA COMBUSTIÓN.

Es una reacción química entre el oxígeno y un material oxidable, acompañada de desprendimiento de energía y que habitualmente se manifiesta por incandescencia o llama.

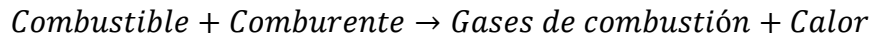
La fundamentación esencial para la operación de la caldera, se basa principalmente en la combustión, la cual requiere de tres elementos básicos:

Combustible: Es la sustancia que se oxida, es decir, la que se quema.

Comburente: Es el elemento que se reduce, el comburente más común es el oxígeno.

Temperatura de ignición: la temperatura de ignición debe ser lo suficientemente elevada para la ignición.

El comburente habitualmente empleado en la combustión es el aire (21% de Oxígeno, 79% de Nitrógeno).



El proceso de combustión es una reacción de oxidación con la peculiaridad de que se realiza muy rápidamente, presentándose de forma exotérmica; esta reacción se origina entre los elementos combustibles y el comburente. Para que un combustible permita la combustión, es necesario que alcance su temperatura de ignición. Se define el punto de ignición de un combustible como la temperatura a la cual, una vez iniciada la llama, ya no se extingue.

Esa temperatura es de 20 a 60 grados más alta que la temperatura de inflamación.

Durante el proceso de combustión se obtiene una serie de reacciones, que se pueden clasificar según el modo en que transcurran:

❖ **Combustión incompleta:** Se presenta cuando el Oxígeno es insuficiente para que se produzca la oxidación total del combustible. Esto quiere decir que no todo el Carbono se va a transformar en dióxido de carbono y a parecerá como producto de combustión CO. Aparecen entonces productos no quemados, los que también se pueden producir por defectos en el quemador.

❖ **Combustión Completa:** Para que se produzca una combustión completa es necesario proporcionar un exceso de aire, es decir de oxígeno. El exceso se realiza sobre la cantidad estequiométricamente necesaria para que todos los combustibles sufran la oxidación. En este caso no se va a tener material combustible sin quemar.

La tabla 2 muestra el exceso de aire recomendado para obtener una combustión completa para tipos de combustible más comunes.

Tabla 2. Nivel recomendado de exceso de aire y otros parámetros.

COMBUSTIBLE	Parámetros			
	Exceso aire (%) máx.	O ₂ (%) máx.	CO (ppm) máx.	Opacidad de humos (Índice Bacharach)
GAS NATURAL	10	2.0	50	0
Diésel	20	3.5	200	3 máximo
Residual	25	4.0	400	4 máximo

3. SISTEMAS DE LA CALDERA PIROTUBULAR.

Desde el punto de vista funcional, existen dos sistemas básicos en una caldera:

- Sistema de agua-vapor.
- Sistema de combustión.

3.1. Sistema de Agua-Vapor.

El sistema de agua-vapor tiene como función suministrar agua a la caldera a presiones adecuadas y condiciones químicas aptas, para obtener vapor de la manera más eficiente posible, además mantener un nivel adecuado dentro del recipiente para poder cumplir con este objetivo.

Este sistema a su vez está conformado por dos subsistemas que actúan de forma integrada, estos subsistemas son:

- Sistema de tratamiento de agua.
- Sistema de vaporización del agua

3.1.1. Sistema de tratamiento de agua.

El sistema de tratamiento de agua se encarga de evitar problemas de corrosión e incrustaciones, asegurando la calidad del agua que se suministra para la producción de vapor mediante el sistema de alimentación.

El tratamiento del agua de una caldera de vapor o agua caliente es fundamental para asegurar una larga vida útil libre de problemas operacionales, reparaciones de importancia y accidentes.

Circuito de tratamiento de agua.

En la figura 3 se muestra el sistema de alimentación de agua a la caldera junto con sus respectivas interconexiones. Se incluye en el Anexo D el instructivo de uso del suavizador que comprende el sistema de tratamiento de agua para una correcta operación.

Figura 3. Circuito tratamiento de agua.

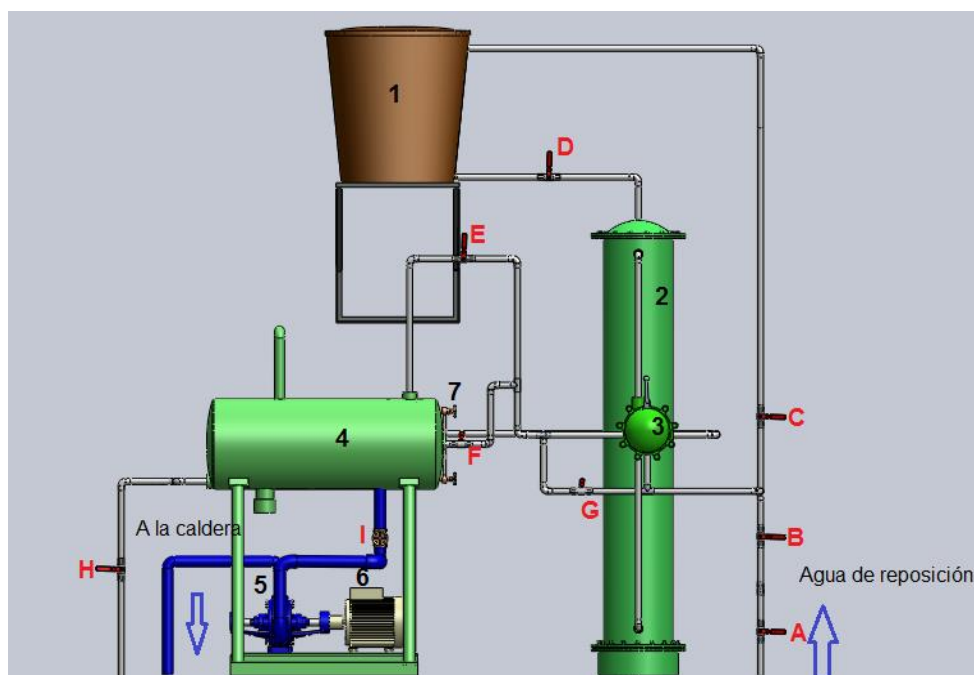


Tabla 3. Partes del sistema de tratamiento de agua.

A-H. Válvulas de control.
I. Válvula de entrada al puerto de succión de bomba.
1. Tanque salmuera capacidad 120 litros.
2. suavizador.
3. válvula multipuerto.
4. tanque de suministro.
5. bomba.
6. motor
7. Visor indicador del nivel de agua.

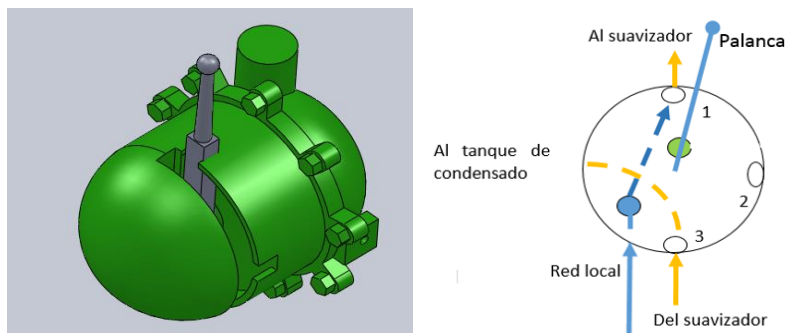
Tabla 4. Placa de especificaciones del suavizador.

Fabricado por: Aguas de Colombia Ltda.			
Ingeniería de Tratamiento de Agua		Construido para: COLMAQUINAS SAS	
Tipo de Equipo:	Suavizador	Referencia:	FAS 56
Presión de trabajo:	40 Psi	Presión de diseño:	60 Psi
Presión de prueba:	90 psi	Tolerancia de corrosión:	2 mm
Capacidad:	11 Gpm	Peso total en vacío:	80 Kgs
Norma:	ASME	Año de fabricación:	1989

Tratamiento de agua: La caldera cuenta con un suavizador de permutita (mineral formado por sílice y aluminio, cargados negativamente) de corriente descendente. Su operación presenta dos estados:

- Operación normal.
 - Operación de regeneración.
- **Operación normal** se debe cerrar las válvulas C, G y D, abrir la válvula A y B el agua pasa por la válvula multipuerto a la parte alta del suavizador, pasando a través del lecho de permutita artificial y de partículas de cuarzo de tamaño creciente de este y sale por la parte inferior del suavizador pasando nuevamente por la válvula multipuerto y luego al tanque de condensado. Para realizar esta operación, la válvula A debe estar abierta y la válvula multipuerto en la posición 1 (ver figura 3 y 4).

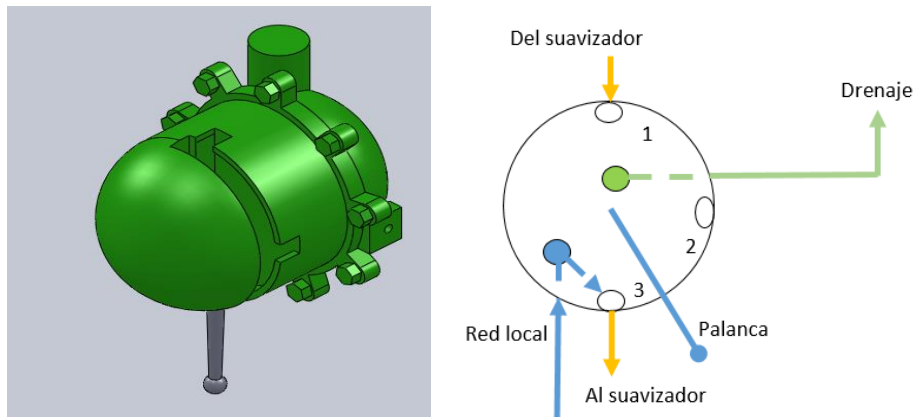
Figura 4. Posición 1, operación normal.



- **Operación de regeneración.** Debido al uso del suavizador, la permutita pierde sus propiedades y debe regenerarse. Comprende tres acciones:
 - Lavado
 - Inyección de salmuera
 - Enjuague

Lavado. En esta operación se hace pasar el agua en sentido contrario del normal funcionamiento, para expandir el lecho y liberarlo de cualquier sedimento. El agua entra por la parte inferior del suavizador y atraviesa el lecho de abajo hacia arriba y sale por el drenaje de la válvula multipuerto que se encuentra en la posición 3 arrastrando las partículas de sedimentos (ver figura 3 y 5). La válvula H debe de estar abierta.

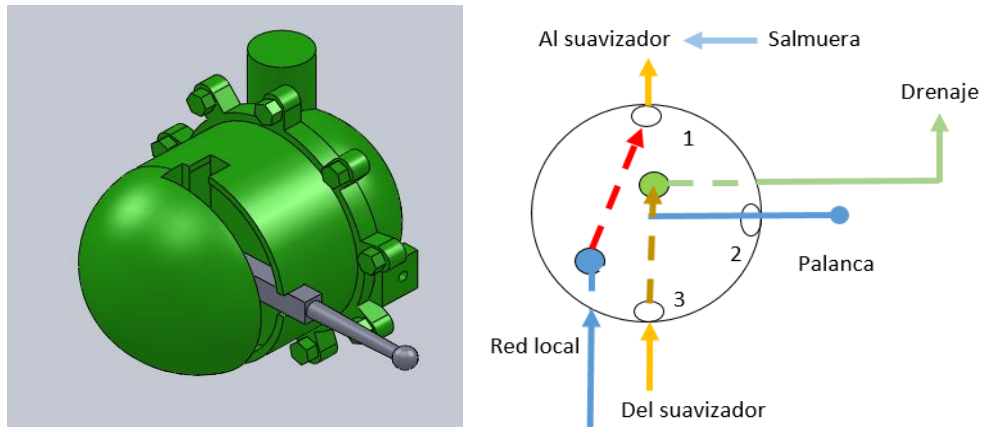
Figura 5. Posición 3, lavado.



Posteriormente se abre poco a poco la válvula **A**, regulando el flujo para evitar arrastre de permutita por el drenaje; el lavado dura entre 15 y 20 minutos y se para cuando el agua salga completamente clara del suavizador.

- **Inyección de salmuera.** La salmuera es una solución al 10 % de cloruro de sodio. Se inyecta por la parte superior del suavizador se cierran las válvulas B y D se abre la válvula C hasta que el tanque de salmuera se encuentre total mente lleno se agrega 12 Kg de sal y abriendo la válvula D hasta que el tanque quede total mente vacío posteriormente se incorpora la válvula multipuerto en la posición 2 (ver figura 3 y 6). Luego se cierran las válvulas E y F para evitar paso de salmuera al tanque de condensado.

Figura 6. Posición 2, inyección de salmuera.



- **Enjuague.** Su función es eliminar el exceso de sal que se ha utilizado en la regeneración. Una vez se haya inyectado toda la salmuera, se cierra la válvula D y C, y se abre B, se sigue pasando agua a través de la unidad durante 10 a 15 minutos. El enjuague termina cuando el agua sale por drenaje sin sabor salino. Esta prueba se realiza por la parte posterior de la válvula multipuertos se encuentra una llave.

Tabla 5. Tabla resumen de posiciones de válvulas.

Operación	Válvula A	Válvula B	Válvula C	Válvula D	Válvula E	Válvula F	Válvula G	Válvula H	Válvula Multipuerto
lavado	Abierta	Abierta	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Abierta	Posición 3
Inyección de salmuera	PASO 1 Para adicionar sal al tanque de salmuera								
	Cerrada	Cerrada	Abierta	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Abierta	*****
	PASO 2 Inyección de Salmuera								
	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Abierta	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Abierta	Posición 2
Enjuague	una vez terminado la inyección de salmuera se deja pasar agua através de la unidad durante 15 minutos								
	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Abierta	Posición 2
Operación Normal del Suavizador	Abierta	Abierta	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada	Posición 2

Elementos que conforman el sistema de alimentación de agua.

A continuación se hace referencia a los elementos que conforman el sistema de alimentación de agua en la caldera.

Bomba de alimentación de agua: La bomba de alimentación se encarga de mantener un nivel adecuado de agua dentro de la caldera para garantizar su operación óptima, el encendido y apagado de la bomba están comandados por elementos de control, los cuales la accionarán cuando el nivel este bajo y la desenergizarán en el momento en que el nivel de agua sea elevado. La bomba cuenta con un motor generalmente de tipo trifásico para su operación.

Tanque de suministro: Es un recipiente generalmente de tipo cilíndrico, el cual debe garantizar agua a la bomba de alimentación, cada vez que esta lo requiera.

El tanque de suministro está conectado directamente al circuito de tratamiento del agua, además debe tener un indicador de nivel para visualizar la altura del agua dentro del tanque, la salida del tanque está conectada a la bomba de alimentación.

Válvulas: Las válvulas usadas en el sistema de alimentación de agua son de tipo: globo, compuerta y de cheque globo para aplicaciones de válvulas direccionales. Su utilización permite o impide el paso del fluido hacia cierta rama del sistema, estas válvulas cobran gran importancia en el caso de averías de tuberías y uniones, así como en el mantenimiento de la bomba o el tanque de suministro.

3.1.2. Sistema de Vaporización de agua.

El sistema de vaporización de agua en la caldera requiere, para su correcto funcionamiento un recipiente hermético para soportar altas presiones; de igual manera este recipiente debe tener un recubrimiento de material aislante con el fin de evitar las pérdidas de calor.

Los elementos que componen el sistema de vaporización de agua son:

- **El quemador:** Es el encargado de mezclar el aire con el combustible de manera que se produzca la combustión.
- **Cuerpo de la caldera:** Es un recipiente con capacidad de soportar altas presiones y evitar la pérdida de calor al ambiente; debe estar fabricado con materiales apropiados para el contacto permanente con el agua.
- **Tubo principal:** Permite la combustión óptima del combustible y del comburente, además se encarga de almacenar la llama producida en la combustión.
- **Tubos secundarios:** Transportan los gases de combustión a la chimenea, además transfieren calor al agua para su evaporación.

3.2. SISTEMA DE COMBUSTIÓN.

Este sistema cumple dos funciones principales. La primera es llevar el gas desde la red hasta el quemador de la caldera y proporcionar una llama piloto para el encendido del quemador. El sistema de combustible se puede dividir en dos subsistemas, los cuales son:

- Sistema de ignición.
- Sistema Principal de combustible.

3.2.1. Sistema de Ignición.

Generalmente las igniciones se realizan añadiendo calor a una mezcla a través de una fuente externa, la temperatura a la cual se da este proceso se denomina temperatura de ignición.

La mezcla a la cual se hace referencia está conformada por aire y combustible, a continuación se explican los dos sistemas que hacen posible la formación de la llama piloto dentro de la caldera.

- Sistema de Aire.
- Sistema Piloto.

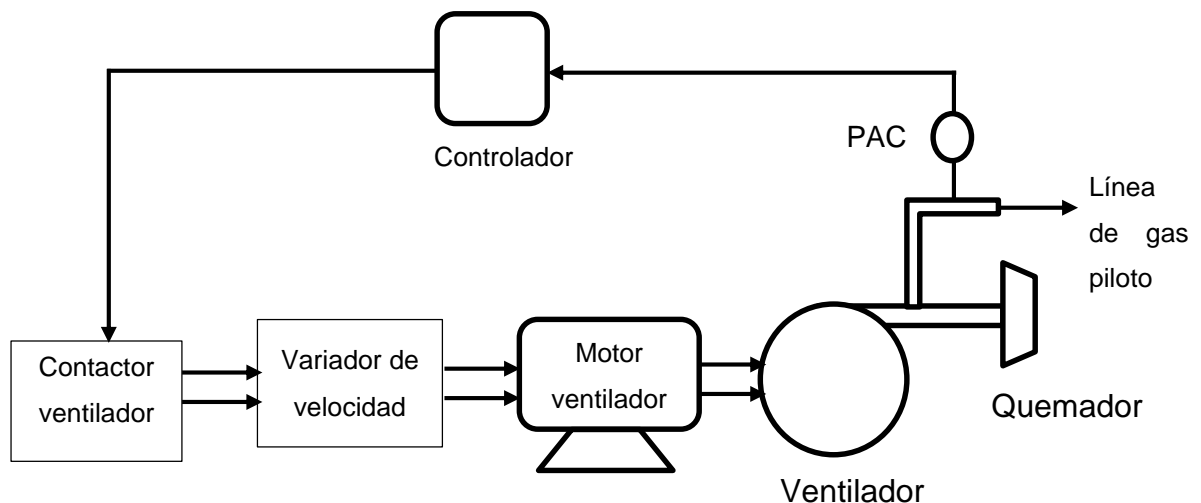
➤ Sistema de aire.

El propósito es suministrar la cantidad de aire requerida para tener en todo momento la capacidad de producción máxima de la caldera, manteniendo una correcta relación aire combustible.

El sistema de aire utiliza un ventilador para la toma del aire del ambiente y dirigirlo hacia el quemador por un ducto y un interruptor de presión de aire (PAC) normalmente abierto que actúa como controlador de presión del aire de combustión, cerrando el circuito de arranque cuando la presión sea de 3 pulg de H2O. En el momento en que el ventilador se encienda, si no se detecta la presión mínima de 3 pulg de H2O del flujo de aire por la PAC, el circuito de arranque no cerrara y la caldera no prendera, dando seguridad en la operación del equipo. Para graduar el flujo de aire requerido para la combustión en forma más precisa, se tiene un variador de velocidad que controla la velocidad en el motor del ventilador.

El suministro de aire es uno de los factores indispensables para el funcionamiento de la caldera, no solo en la fase de combustión sino también a través de todo el proceso de funcionamiento como por ejemplo en la pre purga y en la ignición. La figura 7 muestra un esquema general del sistema de aire y los elementos que lo conforman.

Figura 7. Esquema sistema de aire.



➤ Sistema Piloto

Proporciona y mantiene la llama piloto para lograr el encendido del quemador de la caldera durante el periodo de ignición; está conformado por:

1. Válvula manual de cierre.
2. Regulador.
3. Electroválvula de gas piloto.
4. Transformador eléctrico de ignición.
5. Electrodo de ignición.
6. Quemador.
7. Ventilador.

La figura 8 muestra un esquema de los elementos que conforman el sistema piloto.

Figura 8. Esquema sistema piloto.

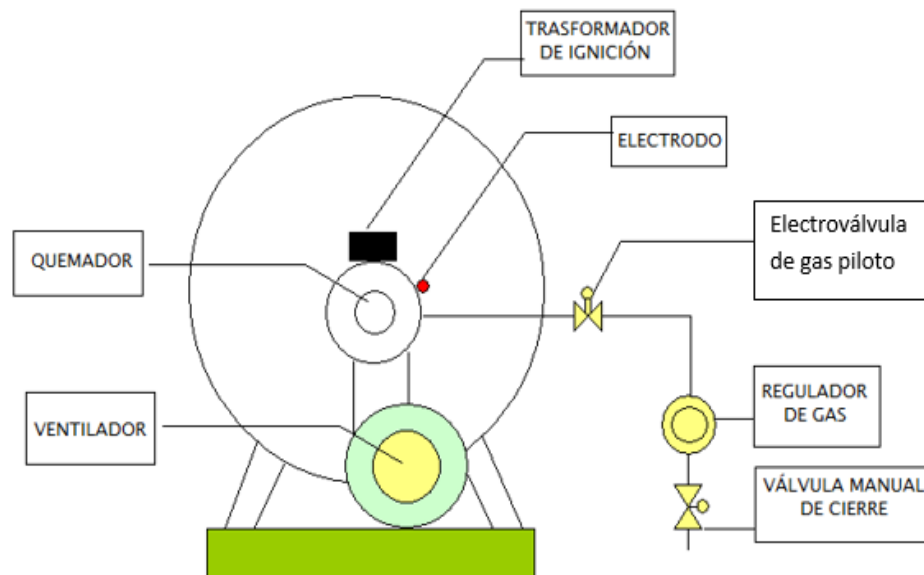


Tabla 6. Sistema de combustión.

FABRICANTE DISTRAL S.A			
Número de serie	Q – 105 – 90	Modelo	56 - G
Voltaje	110	Fases	1
Año construcción	1990	Ciclos	60

Tabla 7. Transformador de ignición.

FABRICANTE WEBSTER			
Número de serie	M 897	Modelo	612 – 6A0202
Voltaje primario	120	Corriente primario	1.5 A
Voltaje secundario	6000	Corriente secundario	0.2 A
criterio de valoración secundario conectado a tierra			

Tabla 8. Válvula piloto de ignición.

Fabricante ITT			
Serial	n° 80286	Valvula tipo	SAFETY SHUT OPF
Frecuencia	60 Hz	Voltage	120
Frecuencia	50 Hz	Voltage	110

En el ciclo de encendido, cuando el programador llega a la etapa de ignición, se energiza el transformador originando un arco eléctrico entre la punta del electrodo y la barra de chispa. Al instante se abre la válvula de ignición permitiendo el libre flujo de gas al mezclador donde se mezcla con aire del ventilador de tiro forzado, toda esta mezcla pasa a través del tubo ignitor y es encendida por el arco eléctrico. El aire secundario del mismo ventilador, se usa para la combustión y calidad de llama del piloto.

3.2.2. Sistema Principal de combustible

Su función principal es la de suministrar la cantidad de gas necesaria exigida por la caldera para la evaporación del agua. El sistema principal de combustible utiliza los siguientes dispositivos, mostrados en la figura 9 y 10:

- Regulador de gas.
- Manómetro de alta y baja presión.
- Válvula Manual de cierre.
- Sensor/Interruptor on/off alta presión de gas, PAG.
- Válvula on/off de gas, VG.
- Servoválvula de control proporcional de gas.
- Quemador.

Figura 9. Sistema principal de combustible.

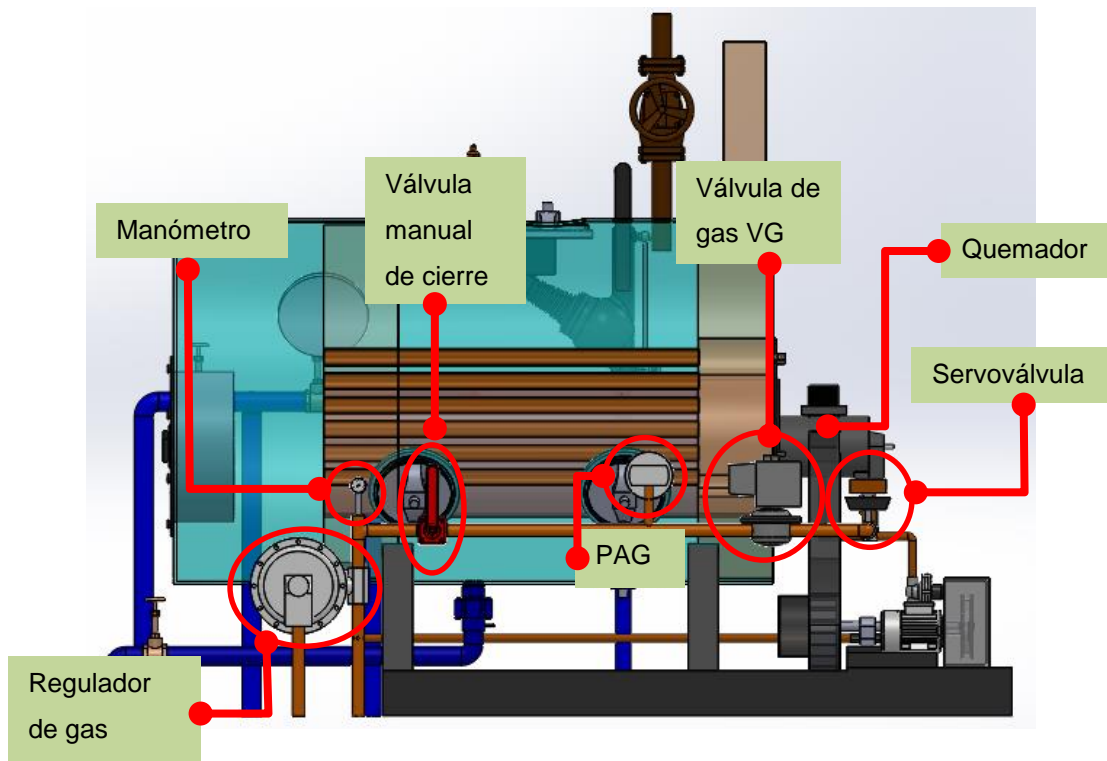
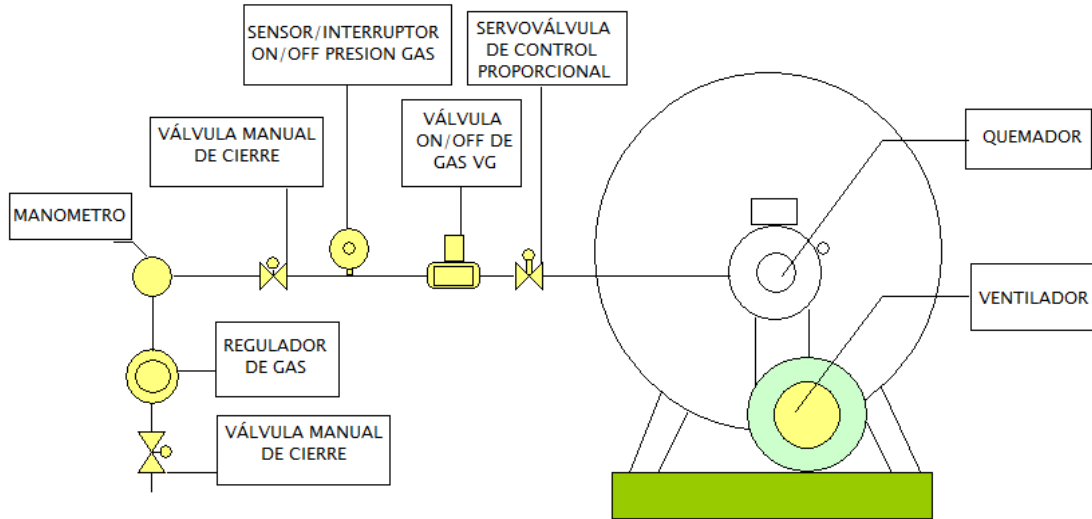


Figura 10. Esquema sistema principal de combustible.



El flujo de gas que entra a una presión aproximada de 275.86 Kpa es estrangulado en el regulador disminuyendo su presión a unos 1170.4 Pa. Luego pasa por el interruptor de presión (PAG), que abre el circuito de alimentación de la válvula **on/off** de gas (VG) si la presión del gas tiene un valor límite máximo, el cual es determinado por la capacidad de la caldera. El paso del gas al quemador es controlado por la válvula VG, que a su vez es manejada por el controlador o programador de encendido y por la servo válvula de control proporcional de gas, la cual debe ser operada por el equipo que regula la presión de vapor.

Regulador de gas: Un regulador de gas a presión es un dispositivo intermedio entre la línea del suministro de gas y el equipo que lo consume. Se requieren reguladores porque la presión de la línea necesita reducirse para mantener un nivel de uso antes de que vaya hacia el dispositivo de gas. La presión adecuada debe mantenerse para que el equipo siga trabajando

de manera adecuada y para evitar posibles explosiones. Esto se logra reduciendo la presión de entrada (40 Psi Aprox) y manteniendo la presión de salida (0.17 Psi Aprox) aproximadamente constante. Ver Figura 11.

Figura 11. Regulador de gas.



Manómetro de alta y de baja presión: Los manómetros de alta y de baja sirven para monitorear la presión que viene de la red de gas (manómetro de alta) y la presión después de pasar la etapa de reducción respectivamente (manómetro de baja), entre los más empleados cabe destacar el manómetro tipo bourbon como se muestra en la figura 12.

Figura 12. Manómetro.



Válvula manual de cierre: es una llave de medio giro la cual debe ser abierta al inicio del encendido de la caldera, y cerrada al terminar su uso, dando un primer grado de seguridad al sistema de suministro de combustible. Figura 13

Figura 13. Válvula manual para gas



Sensor/Interruptor *on/off* alta presión de gas, PAG: Es un interruptor *on/off* de corriente eléctrica activado por presión.

Puede utilizarse para control límite de presión (máxima y mínima), control de presión diferencial y corte de seguridad. Existen dos reguladores de presión conectados en el circuito eléctrico de la caldera, uno para el control de alta presión de gas (PAG) y otro para el control de presión mínima de aire de combustión (PAC).

El PAG, actúa como un interruptor normalmente cerrado que abre el circuito que desconecta la válvula principal de combustible cuando la presión sobrepasa cierto valor predeterminado (7 in de H₂O), haciendo que la caldera se apague, este valor es determinado por el tipo de quemador y la capacidad de la caldera para evitar así que haya sobrealimentación de gas y se genere una explosión.

Los interruptores de presión conectados al circuito de la caldera tienen las siguientes especificaciones.

Tabla 9. Especificaciones del Interruptor de presión PAG.

Modelo	C 637B-1002-3
Marca	Honeywell
Rango de Operación (máx.)	6650 a 9210 Pa
Presión de Operación (máx.)	5 Psi (34.5 kPa)
Máxima Temperatura ambiente	52 °C (32 F)
Mínima Temperatura ambiente	0 °C (32 F)

Figura 14. PAG



Válvula on/off de gas VG. La válvula principal de combustible (VG) figura15, es la encargada de controlar el paso del gas natural al quemador de la caldera. Está constituida por dos partes principales: el cuerpo y el actuador. Cuando es energizado el actuador de la válvula este se abre permitiendo el flujo de gas al quemador. En esta posición permanece la válvula hasta que por algún motivo se corte el suministro de energía, momento en el cual vuelve a su posición original, cortando inmediatamente el flujo de combustible.

El accionamiento de la válvula principal de combustible es controlado por el programador de encendido, siguiendo una secuencia de control y seguridad.

Figura 15. Válvula principal de gas VG.



Servo válvula de control proporcional de gas. La servo válvula, permite regular el paso de combustible a la caldera, siendo importante su manejo para un adecuado control de combustión y por esto mismo para lograr estabilizar la presión de vapor. Sus especificaciones son:

Tabla 10. Especificaciones de la servo válvula proporcional de gas.

Modelo	BV05 - 2 -10 SS3 SM24-SR
Marca	Delta Control Product
Máxima presión de operación	917.241Kpa
Voltaje de operación	24 v AC- DC @ 50-60 Hz
Voltaje de control	2-10 DC
Máxima potencia disipada	3W – 5 VA
Tiempo de apertura	100-200 Segundos a máxima presión

Figura 16. Servo válvula de control.



Actualmente funciona como una válvula manual abierta en un punto específico. Ver figura 16.

4. SISTEMAS DE CONTROL Y SEGURIDAD DE LA CALDERA.

El sistema de control y monitoreo se encarga de gobernar el funcionamiento de todos los sistemas de la caldera, brindando control y seguridad tanto al equipo como a los operarios en la etapa de encendido y en la de operación.

4.1. Controlador FIREYE.

Son sistemas compactos de supervisión y control de llama para quemadores Industriales (ver figura 17). Proporcionan Ignición automática y monitoreo continuo de llama.

Figura 17. Programador Fireye C400.



El sistema de control FLAME MONITOR utiliza un microprocesador para realizar las funciones de auto diagnóstico y proporcionar secuencia de encendido. Por medio de un sensor; el cual, manda la señal al amplificador, permitiendo la Apertura de válvulas de Seguridad.

La selección de funciones del control, los tiempos de purga e ignición; se logran a través de la elección del programador y eligiendo el amplificador adecuado. El control puede utilizar sensores ultravioleta, infrarrojo, de auto chequeo y de varilla detectora eligiendo el amplificador adecuado.

Un sistema completo FLAME MONITOR incluye, mostrados en figura 18:

- Base de Alambrado
- Chasis
- Modulo Amplificador
- Modulo Programador
- Detector de FLAMA (sensor).

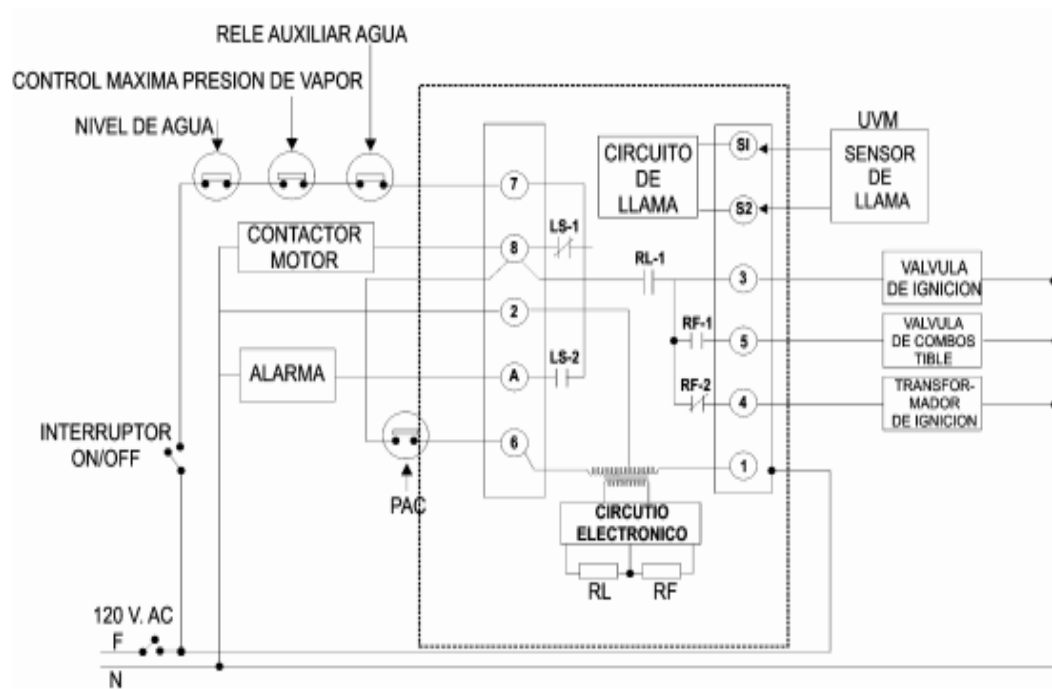
Figura 18. Partes del Fireye.



Fuente: <http://www.dienterprise.com.mx/controles-de-flama-serie-micro.html>

Las señales que ingresan al controlador para realizar el control se muestran en la figura 19.

Figura 19. Diagrama de conexiones FIREYE C400.



Fuente: Catálogo Fireye.

Se explica a continuación en el orden de activación, la correspondencia de las señales que interpreta el controlador Fireye.

- 1:** esta terminal es la de alimentación del controlador y señales de salida, corresponde a la fase de la línea de 110 VCA.
- 2:** es el terminal donde llega el neutro.
- 7:** es la primera señal de entrada que lee el controlador, corresponde a tres señales en serie que condicionan el apagado o inicio de la secuencia de

encendido de la caldera, dichas señales son: bajo nivel dado por el McDonnell, muy bajo nivel dada por la sonda de nivel y presión alta de vapor dada por el presóstato de presión.

8: es una señal de salida, activa el ventilador.

6: señal de entrada del sensor de presión del aire, que indica que efectivamente hay aire ingresando a la caldera.

3: señal de salida, abre la válvula piloto de gas.

4: señal de salida que activa el transformador de ignición.

S1 y S2: son las señales de entrada correspondientes al sensor de llama UV, indican que se está dando la combustión interna en la caldera.

5: señal de salida que abre la válvula principal de gas.

4.2. ACCIONES DE MONITOREO Y CONTROL.

El sistema de seguridad de la caldera consiste en acciones de monitoreo y control:

- Secuencia de encendido
- Nivel de agua de alimentación.
- Control de llama.
- Control de presión.
- Bloqueos de combustible (individual o general)

Secuencia de encendido.

- Es el orden de operaciones que debe realizar a la caldera para su encendido.
- El equipo llamado programador es el encargado de establecer la secuencia y los tiempos de trabajo.

Nivel de agua de alimentación.

- Este control mantiene el nivel de agua adecuado por encima de los tubos de fuego.
- Para mayor seguridad las calderas están provistas de las siguientes indicaciones y protecciones.
 - Nivel normal de trabajo
 - Bajo nivel.
 - Extra bajo nivel.

Instrumentos para control de nivel

- Control vertical usando flotador.
- Medidor capacitivo.
- Medidor ultrasónico.

Control de llama.

- La fotocelda es la encargada de verificar la existencia de llama, si detecta un fallo se apaga la caldera. Esto evita que se acumulen combustible en el hogar de la caldera evitando explosiones.

La caldera presenta los siguientes accesorios:

- Control de combustión eléctrico con programador FIREYE C400 y detector de llama UV-2.
- Encendido gas-eléctrico.
- Control de límite de presión de vapor Circuito de alimentación de agua, compuesta por válvula de globo y válvula cheque conectadas en la línea con el deflector de flujo interno de la caldera.

4.3. SENSORES Y ACCIONADORES.

Son elementos que reaccionan a determinados cambios que se dan en un sistema así como: temperatura, tiempo, presión, flujo, luminosidad, nivel, etc.

Los controladores actúan de diferente forma así se tiene:

- Temperatura (Termómetros).
- Presión (Presuretrol).
- Tiempo (Timer).
- Flujo (Fluxómetros).
- Luminosidad (Fotoceldas).
- Nivel (Flotadores y electrodos).

4.4. CONTROLES PARA CALDEROS PIROTUBULARES.

FUNCION DE LOS CONTROLES Y SUS COMPONENTES

El operador de la máquina debe familiarizarse con las funciones individuales de cada uno de ellos, antes de que intente activar u operar la caldera. Debe identificar y ubicar en el equipo cada control para proceder a manipularlo. Los controles que se suministran con cada caldera dependen del tipo de combustible a quemar. Así como del sistema para el cual fue diseñado. Para que una caldera funcione dentro de sus parámetros normales de operación, y se apague cuando se generen fallos en su estado normal de funcionamiento, viene equipado con controles de operación y seguridad. Estos son:

- Controles límites de seguridad.
- Controles de llama
- Controles de nivel de agua

4.5. CONTROLES LIMITES DE SEGURIDAD.

Se entiende como, aquellos controles que están destinados a suspender el funcionamiento del quemador, una caldera está provista por los siguientes controles límites de seguridad:

- **Control límite de Aire.**

Algunas calderas están equipados con un interruptor de seguridad para el flujo de aire, el cual monitorea la fuerza de flujo de aire que envía el ventilador, este es un interruptor de presión diferencial que da la señal de entrada al circuito de control de llama, es activado por la presión estática del ventilador la cual debe ser adecuada para que este cierre el circuito. Este está ubicado o conectado en el cañón de aire del quemador. Las formas de controlar el caudal de aire, es emplear un dámper instalado en el ducto de entrada de aire o un variador de frecuencia conectado al motor del ventilador.

- **Control límite de alta presión.**

Este elemento se lo conoce como PRESOSTATO DE ALTO LIMITE, su función principal es, apagar la caldera cuando la presión de trabajo calibrada sobrepase sus límites.

- **Control límite de alta temperatura.**

Empleado en calderas de agua caliente tiene una función similar al de alta presión, ya que igualmente, cuando falla el control primario de temperatura él interrumpe la operación del equipo.

- **Control límite de nivel.**

Las calderas de vapor tienen necesariamente un control límite de bajo nivel de agua, para cortar la acción del quemador cuando dicho nivel cae debajo de los límites permisibles de seguridad principal.

- **Control límite de combustible.**

Este control límite no es propio de todas las calderas, pero si vienen equipados con él; su función es activarse cuando la presión del combustible ha disminuido bajo los niveles permisibles de operación.

4.6. CONTROLES DE LLAMA.

Los controles de llama corresponden al sistema que gobierna el correcto funcionamiento del quemador, activando y desactivando elementos tales como: ventilador, válvulas de combustible, transformador de ignición.

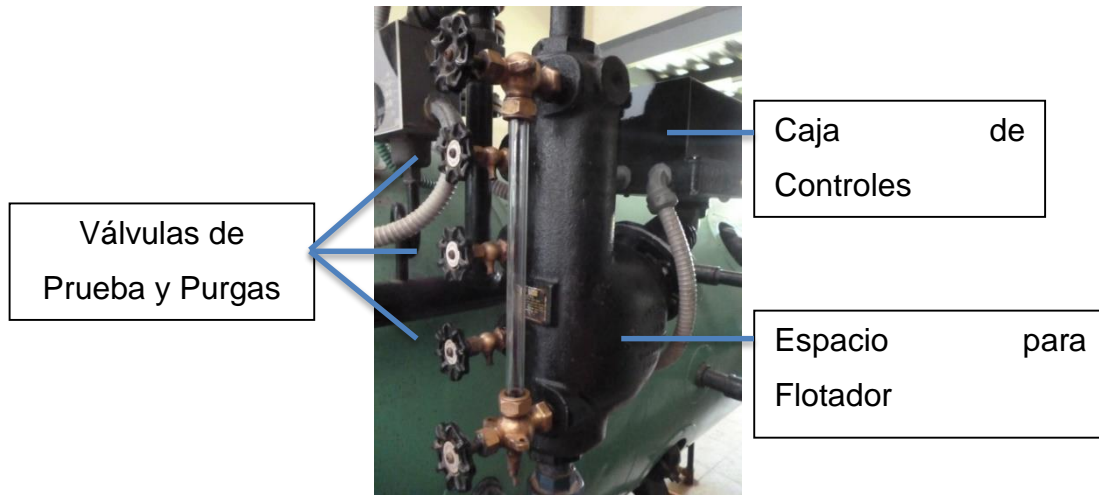
En la actualidad, todos estos controles son automáticos, con capacidad de controlar todas las funciones del quemador, incluyendo los sistemas de seguridad y confiabilidad, sin necesidad de la atención constante del operador de la caldera.

4.7. CONTROLES DE NIVEL DE AGUA.

Todos los calderos vienen equipados con un control de nivel de agua que cumple las siguientes funciones:

- Indicar el Nivel de Agua.
- Suministrar Agua de Reposición.
- Interruptor de Seguridad de Bajo Nivel.
- Válvulas de Purga.

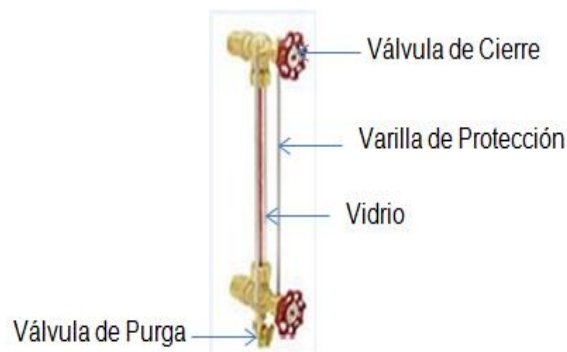
Figura 20. Control de nivel de agua tipo McDonnell y Miller.



- **Indicador de nivel de agua.**

Los controles de nivel de agua están equipados con un indicador de nivel, que permiten mirar la cantidad de agua que contiene la caldera. El diseño de estos indicadores, dependen de la presión máxima de trabajo para la que fue diseñada la caldera. Por ser de cristal algunos visores vienen dotados con válvulas de oclusión automática, que se cierran en el caso de rotura del vidrio.

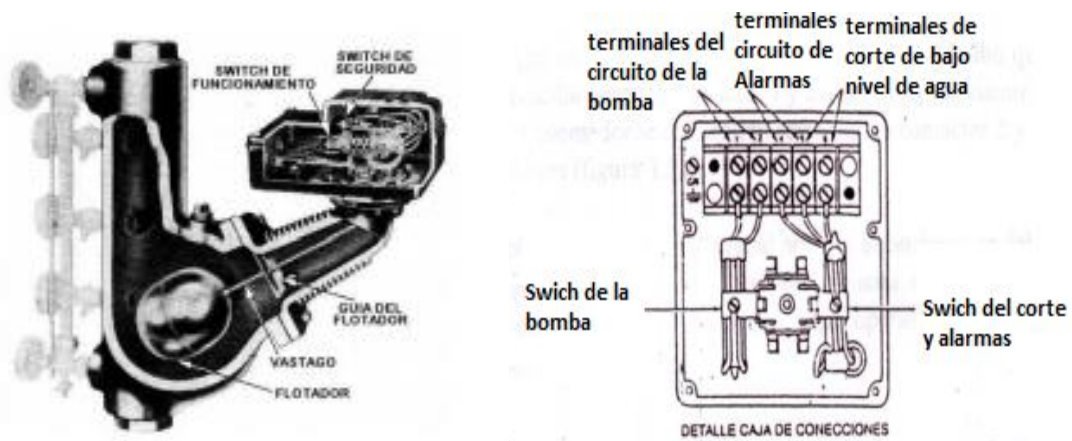
Figura 21. Visor Indicador de nivel.



- **Suministro de agua de reposición.**

El control de nivel de agua en su interior tiene un flotador, el cual al desplazarse con el aumento o disminución del nivel de agua, permite el cambio de posición de los interruptores, que activan o desactivan la bomba de alimentación. Esta operación ocurre cuando se tienen controles de nivel tipo flotador. Ver figura 22.

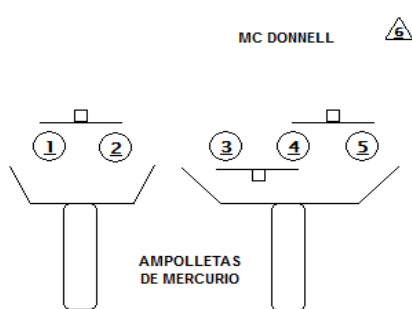
Figura 22. Controles McDonnell.



Fuente: Manual de Calderas. Universidad de Burgos.

Se muestra a continuación el sistema de conexión interna en el McDonnell para las diferentes acciones en operación.

Figura 23. Sistema de Contactos McDonnell.



Contactos		
Abiertos	cerrados	Acción
1,2 y 3,4	4,5	En operación
3,4	1,2 y 4,5	En operación con bomba encendida
4,5	1,2 y 3,4	Caldera apagada con bomba encendida

- **Interruptor de seguridad de bajo nivel.**

Los interruptores de bajo nivel de agua, impiden el funcionamiento del quemador, cuando el descenso del nivel de agua es demasiado bajo y pueden quedar descubiertos los tubos de fuego superiores e incluso la parte superior de la cámara de combustión.

Si esta situación llega a darse, se producirá un sobrecalentamiento de los tubos y de la cámara de combustión originando deformaciones o ruptura. También se aflojan las puntas de los tubos alojadas en los espejos, permitiendo fugas de agua hacia el lado de fuego. La situación más drástica que se puede dar por falta de agua es la explosión de la caldera debido a la fatiga del material por sobrecalentamiento.

- **Válvula de prueba y purga.**

Son válvulas que vienen instaladas en el control de nivel de agua en niveles diferentes, estas cumplen las siguientes funciones:

- Limpieza del visor de vidrio; la otra para evacuar los lodos que pueden almacenarse en el espacio donde se desplaza el flotador. O limpiar la zona donde se encuentran los electrodos, cuando utilizan Controles de Nivel por Electrodos.
- Eliminar el aire del interior de la caldera cuando es llenada por primera vez, así se evita que la caldera se presurice por la acumulación del aire que está en el interior. Generalmente cuando suspendemos la operación de una caldera, el volumen de vapor que queda en el interior se condensa subiendo el nivel del agua. Para poner en marcha nuevamente la caldera, es necesario purgar el exceso de

agua. Garantizar que el nivel de agua de la caldera coincida con la indicación del tubo de vidrio.

4.8. CONTROLES DE PRESIÓN.

Generalmente las calderas son fabricadas para generar vapor a presiones superiores a la atmosférica, por lo tanto se incluyen controles que inspeccionen este parámetro. Las cualidades de estos controles, varían de acuerdo con las condiciones operacionales de la caldera. Tenemos:

- Presuretrol de Operación.
- Presuretrol de Alto Límite.
- Presuretrol de Cambio Fuego Bajo a Fuego Alto.
- Presuretrol de Modulación.

Los controles anteriormente mencionados, no son comunes en todos los calderos; vienen equipados de acuerdo con su forma de combustionar:

CALDERAS DE UN SOLO FUEGO.

- Presuretrol de Operación.
- Presuretrol de Alto Límite.

CALDERAS DE DOS FUEGOS (bajo y alto).

- Presuretrol de Operación.
- Presuretrol de Alto Límite.
- Presuretrol de Cambio
- Fuego Bajo - Fuego Alto.

CALDERAS DE MODULACION FULL (bajo, alto y modulante)

- Presuretrol de Operación.
- Presuretrol de Alto Límite.
- Presuretrol de Cambio de

- Fuego Alto - Fuego Bajo.
- Presuretrol de Modulación.

- **Presuretrol de operación.**

Estos controles detectan el valor máximo de presión de trabajo, apagando el quemador de la caldera al llegar a esta presión al descender la presión del vapor a un valor ajustado en el diferencial, otra vez se activa la caldera para subir nuevamente a la presión de trabajo, y así sucesivamente mientras dure la operación de la caldera. Figura 24.

Figura 24. Presóstato de operación.



Es un contacto normalmente cerrado generado por el mercurio alojado en una ampolleta en la cual se genera un movimiento de balancín cuando se incrementa la presión y se alcanza el valor al cual fue tarado se moverá por completo el mercurio abriendo así el circuito.

Ajuste diferencial: La diferencia de presiones entre suspender y activar la caldera se llama diferencial o modular. En general el rango depende de cada

caso particular, solamente que, la presión de encendido nunca estará por debajo del equipo o del proceso de mayor presión.

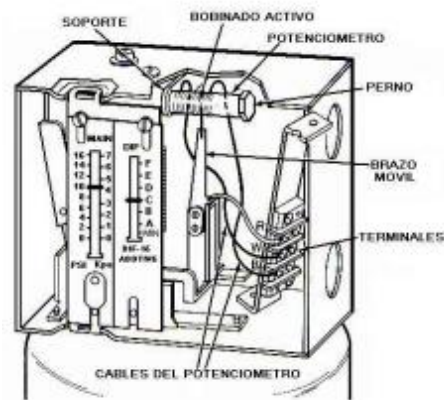
- **Presóstato de alta presión.**

Son los controles que protegen una caldera, en caso de que el equipo sobrepase los límites de la presión de trabajo calibrada, cuándo ha fallado el *presóstato de operación* suspendiendo la operación del quemador, antes que se dispare la válvula de seguridad.

- **Presóstato de modulación.**

Son los controles donde el efecto de la presión actúan sobre un reóstato, el mismo que da valores de resistencia al modulador; para que este a su vez, actúe sobre la entrada de aire y combustible, respondiendo con regímenes variables de fuego en relación a la presión y demanda de vapor. Figura 25.

Figura 25. Presóstato de modulación.



Fuente: Manual de Calderas. Universidad de Burgos

- **Manómetros.**

Dentro de los controles de presión de un caldero, se debe considerar la instrumentación que visualiza la presión en el equipo. Todas las calderas deben tener al menos un manómetro de presión, que esté señalando las variaciones de presión en la caldera. Este instrumento deberá tener un rango de al menos 1.1 veces de presión de trabajo máxima permisible del caldero.

Su tamaño debe ser por lo menos 15,2 cm (6") de diámetro y estar ubicado de tal forma que pueda ser visto fácilmente por el operador, se coloca generalmente en la parte superior de la caldera. Ver figura 26

Con tubería muy corta, con una válvula de paso que siempre debe estar en posición abierta. Antes del manómetro se coloca un sifón, este debe estar lleno de agua, para proteger al instrumento por efectos de golpe de presión.

Figura 26. Manómetro para caldera.



- **Válvulas de seguridad.**

Las calderas se diseñan para una presión de trabajo máxima; si esta llega a sobrepasar, hay peligro de explosión. Este peligro es tan grande; que, es necesario equipar todos los calderos con válvulas de seguridad, para mantener la presión dentro de los límites permisibles en caso de fallar el sistema primario de control. Ver figura 27.

El código ASME para tuberías a presión B31, exige que la selección de las válvulas de seguridad, se base en los coeficientes de evaporación. La capacidad mínima de la válvula de seguridad para cada caldera deberá ser tal, que pueda evacuar el vapor generado, sin permitir que la presión de la caldera incremente en un 6% de la presión máxima de trabajo permisible en la caldera.

Número de Válvulas: Cada caldera deberá tener al menos una válvula de seguridad. Si la caldera tiene más de 46,45 m² (500 ft²) de superficie de transferencia, la caldera estará equipada con más de una válvula; por lo tanto, la capacidad de generación determina el número de válvulas.

Figura 27. Válvula de seguridad.



Fuente: http://www.aparatosparavapor.com//imgcats/cpta1_foto4.jpg

4.9. CONTROL DE AIRE.

El oxígeno del aire es uno de los tres elementos fundamentales para realizar la combustión, éste debe ingresar al quemador en proporciones definidas por la cantidad de combustible. Se emplean controles para regular el volumen del aire en la combustión.

4.9.1. Variador de Velocidad.

El desarrollo de la electrónica de potencia y los microprocesadores ha permitido variar la velocidad de estos motores, de una forma rápida, robusta y fiable, mediante los reguladores electrónicos de velocidad.

La elección de la instalación de un convertidor de frecuencia como método de ahorro energético supone:

- Reducción del consumo.
- Mejor control operativo que mejoran la rentabilidad y la productividad de los procesos productivos.
- Minimizan las pérdidas en las instalaciones.
- Ahorro en mantenimiento (el motor trabaja siempre en las condiciones óptimas de funcionamiento).

Figura 28. Variadores de frecuencia.



5. DETERMINACION DEL ESTADO DE LOS SISTEMAS DE LA CALDERA.

La determinación del estado de los subsistemas de la caldera requiere la intervención física de cada uno de sus componentes, la cual a su vez es aprovechada para realizar un mantenimiento correctivo sencillo para recuperar en lo posible su estado funcional.

En vista de que la caldera pirotubular del laboratorio de sistemas térmicos, no contaba con una documentación de historial de mantenimiento ni metodología de inspección y diagnóstico, el desarrollo de estas actividades, determina un primer paso en la organización de mantenimiento para la caldera.

El procedimiento que se realiza en la medida que se intervienen los subsistemas contiene lo siguiente:

- Inspección visual y registro fotográfico.
- Diagnóstico cualitativo describiendo el estado en el que fueron encontrados los componentes, e identificando problemas y posibles causas.
- Labores de Mantenimiento correctivo, que consistieron principalmente en limpieza, remoción de corrosión, cambio de empaques, pintura, verificación de conexiones eléctricas entre otras.
- Registro fotográfico del estado posterior al mantenimiento para efectos de evidenciar el cambio generado, armado y prueba del correcto funcionamiento.

En el Anexo A, se muestran unos formatos de mantenimiento desarrollados a partir de la experiencia y los lineamientos del reglamento técnico de calderas RTC, y en Anexo B las averías más comunes y como localizarlas.

5.1. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA.

El sistema de tratamiento de agua, cuenta con un suavizador, el tanque de suministro y la bomba; para garantizar un agua de mayor calidad se propone en el Anexo K una alternativa de mejoramiento para el sistema de agua y en el Anexo L, una propuesta para el tratamiento del agua.

5.1.1. Inspección y Mantenimiento del Suavizador.

La base del suavizador se encontraba altamente deteriorada por la corrosión como se muestra en la figura, se estableció que la causa de este deterioro se debía a una gotera en el techo de la cual, el agua de lluvias se acumulaba en la base del suavizador. Ver Figura 29.

Figura 29. Corrosión en la base del suavizador.



Se realizó limpieza del material corroído, se le instalaron soportes metálicos fijándolos al piso mediante tornillos, luego con cemento se hizo un recubrimiento para impedir que el agua se filtrara al interior de la base, finalmente se aplicó pintura anti corrosiva. Ver Figura 30.

Figura 30. Pintura y protección en la base del suavizador.



El interior del suavizador se encontraba con suciedad principalmente de corrosión y sedimentos del agua tal como se aprecia en la figura 31.

Figura 31. Interior del suavizador.



Se realizó un lavado y limpieza de la superficie, poniendo en circulación el agua entrante por la base del suavizador por un tiempo 5 minutos para sacar la suciedad. Se aprecia en la figura 32 el cambio generado.

Figura 32. Interior del suavizador limpio.



La tapa del suavizador se encontraba igualmente con problemas de corrosión y suciedad produvenientes del agua, ver figura 33.

Figura 33. Tapa del suavizador



Se removió el óxido mediante grata y se realizó lavado de la superficie. También se realizó cambio del empaque (caucho). Ver Figura 34.

Figura 34. Empaque de la tapa del suavizador.



El empaque de la tapa del suavizador permitía fugas por lo que fue cambiado, además de la limpieza de la superficie para lograr un mejor asentamiento del empaque.

Tanque de Salmuera para la regeneración del suavizador.

El tanque de salmuera inicialmente se encontraba desconectado y sin ningún uso, para realizar las conexiones de tubería, se analizó la mejor alternativa de conexión que permitiera un uso práctico y fácil desmontaje en caso de mantenimiento, para lo cual fue necesario realzar la base del tanque, comprar los elementos necesarios y faltantes como tubos, codos y uniones, válvulas de paso y flotador.

Se instaló la base del tanque y se realizó las interconexiones en tubería PVC teniendo en cuenta la aplicación de juntas universales para futuras revisiones y labores de mantenimientos al suavizador, ver figura 35.

Figura 35. Conexión tanque de salmuera



5.1.2. Inspección y mantenimiento de la bomba de agua.

Inicialmente la bomba emitía un sonido alternado que indicaba que algún elemento rotatorio estaba rozando con algo.

Se ejecutó el desmonte de la bomba y se realizó el despiece de la misma observando un estado de oxidación y suciedad. Ver figura 36.

Figura 36. Rodetes y tapas.



Figura 37. Rodetes y tapas post mantenimiento.



Figura 38. Contra platos de la bomba.



Para la limpieza de las tapas se empleó lija de grano 220 junto con agua jabonosa, dando como resultado el mostrado en la figura 39.

Figura 39. Contra platos de la bomba limpios.



En el cuerpo de la bomba se observa oxidación y deterioro de la pintura como se aprecia en la figura 40..

Figura 40. Cuerpo de la bomba.



Para la limpieza del cuerpo se empleó lija de grano 220 junto con agua jabonosa y se aplicó una primera capa de pintura. Ver figura 41.

Figura 41. Cuerpo de la bomba con mantenimiento.



Los rodamientos se encontraron en estado de alta contaminación por óxido y juego interno produciendo un giro forzado y con vibraciones; por lo cual el cambio era necesario. Ver figura 42.

Figura 42. Rodamientos viejos y nuevos.



El cordón plomaginado encargado del sello entre el eje y la bomba, se encontraba muy comprimido y desfigurado tal como se muestra, su función es servir de sello entre el eje y las tapas de la bomba, en la figura 43, se observa el estado del cordón viejo y del nuevo.

Figura 43. Cordón plomaginado viejos y nuevo.



El eje se encontraba sucio, con pintura en algunas zonas, desgaste y rayones en las partes de contacto con el cordón plomaginado y los rodetes.

Figura 44. Eje de bomba.



Se realizó la limpieza con lija de 220 y agua jabonosa. Se montó el eje en un torno para observar si existía excentricidad pero este se encontraba bien, sin embargo se detectó que los rodetes si estaban torcidos los cuales se corrigieron logrando así eliminar el ruido que presentaba la bomba al principio. Ver figura 45.

Figura 45. Eje limpio



Montaje de la bomba.

Como los rodets presentaban excentricidad se montó un solo impulsor armando por completo la bomba y girando el eje para notar en que lugar se presentaba el rallado posteriormente se desmontaba, se le aplica una serie de golpes moderados sobre una superficie plana posteriormente se volvía a montar hasta que el eje girara con suavidad. Se montó el segundo rodete realizando el procedimiento anterior.

Se determinó que la posible causa de que los rodets se encontraran torcidos era debido principalmente por los fuertes golpes que se debieron dar en un desarme anterior de la bomba, las marcas en los cubos de los rodets evidenciaban un desarme brusco lo cual produjo que se torcieran fácilmente ya que el material del que están hechos es una aleación de tipo dúctil.


Finalmente se montó y pintó la bomba tal como se aprecia en la figura 46.

Figura 46. Bomba armada y con mantenimiento realizado.



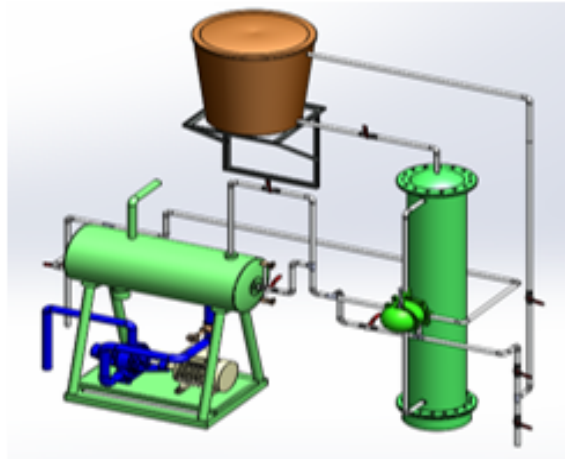
Se muestra en la figura 47 como ejemplo, el formato desarrollado para el mantenimiento del sistema de agua, mostrados en el Anexo A

Figura 47. Formato de mantenimiento sistema de agua.

PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CALDERA PIROTUBULAR REVISION SISTEMA DE AGUA		
RESPONSABLE DE INSPECCION:	FECHA:	
REVISO:	No hoja de inspección.	

DISPOSITIVO	Caldera Pirotubular.		
UBICACION	Laboratorio Sistemas Térmicos Ing. Mecánica UIS		
FABRICANTE	Colmaquinas	No Serie	
CAPACIDAD	20 BHP	PRESION DE DISENO	150 PSI

Señale con la letra correspondiente los lugares de la caldera en los cuales ha identificado puntos a revisar de acuerdo a las actividades de inspección.



INSPECCION GENERAL DEL SISTEMA DE AGUA			
ID	ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
A	Válvulas	Fugas	Ninguna.
B	Tubería	Fugas	Ninguna.
C	Empaquetaduras	Fugas	Fuga en tapa del suavizador.
D	Superficie	Corrosión, pintura, limpieza.	Corrosión y suciedad por sedimentación dentro del suavizador
E	Bomba	Presión de salida, Fugas, Ruidos y vibraciones	Ruido intermitente por rozamiento interno. Se debe realizar mantenimiento de la bomba.

5.2. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE COMBUSTIÓN.

5.2.1. Sistema de combustión, conjunto quemador.

Desempeña tres funciones principales:

- Abastecimiento de combustible.
- Mezcla el combustible con el aire suministrado por el ventilador.
- Encender el combustible.

Para un buen funcionamiento y rendimiento óptimo se debe realizar con regularidad:

- Desarmar el conjunto quemador y limpiarlo perfectamente.
- Limpiar las boquillas.
- Verificar los bornes del electrodo y ajustarlos.
- Apretar los terminales de los cables de encendido.
- Verificar el estado del electrodo, se debe cambiar en caso de que la porcelana se encuentre fisurada.

5.2.2. Sistema de aire

Constituido por el conjunto motor y ventilador.

Se debe realizar lo siguiente pasos:

- Limpieza de la malla de entrada de aire al ventilador
- Limpieza del rotor y el interior del ventilador.
- Revisión de pernos y prisioneros.
- Verificar el sistema de acople motor – ventilador, verificar su sistema de transmisión, verificar tensión, desgaste y limpieza de las correas.
- Verificar los rodamientos y su lubricación.
- Verificar sujeción y balanceo del rotor en caso de vibración excesiva.

5.3. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE VAPORIZACION.

Cuerpo de la Caldera.

El cuerpo de la caldera es el más afectado por problemas de corrosión, en el Anexo C, se describen los principales problemas que lo afectan.

5.3.1. Estado Lado del Fuego.

Al retirar la compuerta posterior se evidencia el estado del cordón de asbesto blanco, el cual presenta deterioro y suciedad. Ver Figura 48.

Figura 48. Detalle cordón de asbesto.



La compuerta posterior posee un refractario el cual presenta fracturas tal como se aprecia en la imagen, estos daños son ocasionados principalmente por la falta de cuidado al retirar la tapa ya que es pesada y puede ser golpeada contra los orillos de la caldera o con el piso. También se encontró en el interior, residuos del refractario. Figura 49.

Figura 49. Detalle refractario compuerta posterior.



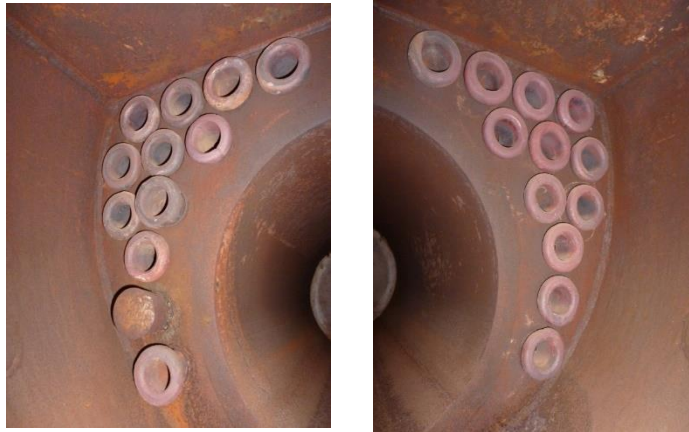
Al interior en el lado de fuego se aprecia daño en el refractario y deterioro en la superficie producto de una corrosión generalizada en todo el ducto debido a las altas temperaturas, también corrosión localizada por la acumulación de cenizas y partículas, tal como se muestran en la figura 50.

Figura 50. Detalle quemador parte interna.



El número de tubos es de 24, en la imagen 51, la foto de la izquierda muestra uno de los tubos fuera de servicio, el cual debido al estado de deterioro en el que se encontraba, generaba riesgos en el funcionamiento y debió ser sellado en su momento.

Figura 51. Vista general de tubos.



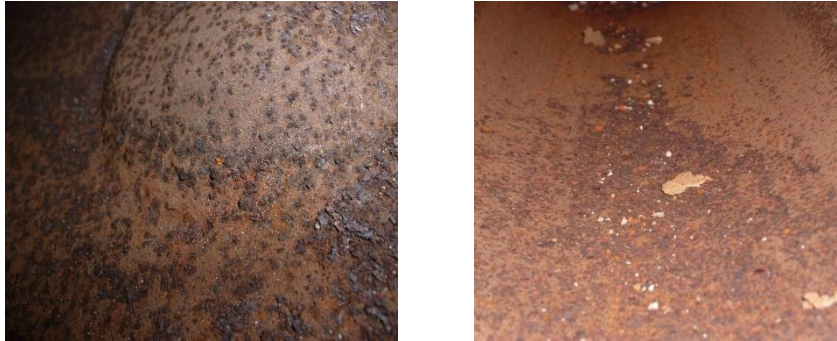
En el hogar se aprecian residuos producto de la corrosión y desprendimiento de partículas de refractario; además de picaduras en la superficie y corrosión localizada, como se puede observar el alto deterioro de la superficie inferior del hogar. Ver figura 52.

Figura 52. Interior del hogar.



Los puntos donde hay variaciones en la superficie o uniones, presentan altos índices de corrosión tal como se muestra en la figura 53. En la primera se aprecia el alto grado de corrosión entre la superficie y un remache, en la segunda imagen, el efecto de un mayor deterioro por corrosión cuando se acumulan partículas o residuos en la superficie.

Figura 53. Detalle remache y corrosión de superficie interna.



En las compuertas frontales, los pernos de sujeción se encuentran en un estado muy regular, algunas roscas ya dañadas en incluso como se aprecia un perno roto, además de suciedad y corrosión presente en el interior.

Figura 54. Detalle pernos y suciedad en compuerta frontal.



Dentro de las tuberías por donde circulan el gas de combustión, se puede considerar el tipo de corrosión por erosión debido a altas temperaturas y elevada presión del gas que se mueve dentro de la tubería deteriorando la superficie, este tipo de corrosión se presenta en zonas de alta turbulencia como se aprecia en la figura 55.

Figura 55. Detalle interior tubos de fuego.



5.3.2. Estado Lado del agua.

Esta zona donde interactúa el agua con el interior de la caldera, está expuesta a la presencia de oxígeno, sales disueltas, y altas temperaturas por el vapor de agua; por lo cual es más susceptible a la corrosión, picado, fragilización etc. Se describe en el Anexo F los parámetros para la calidad del agua de la caldera y en Anexo G el agua para calderas.

El acceso por la parte superior es por medio de un hand-hole, figura 56, el cual por fuera se encontraba con mucha suciedad, y por dentro, en la parte donde se asienta el empaque, se evidenciaba que este no había sido cambiado en un tiempo muy considerable ya que para poder removerlo fue necesario sacarlo por pedazos con un objeto punzante, además de limpiar la superficie de trozos de empaque adheridos.

Figura 56. Detalle orificio de inspección Hand Hole.



La parte superior es donde se acumula el vapor de agua, en esta zona hay una gran interacción entre las moléculas de oxígeno e hidrógeno, con la superficie del metal, tanto las tuberías como la estructura se ven afectadas por la corrosión. En las siguientes imágenes (Figura 57), se pueden observar capas de incrustaciones o escamas producto del calentamiento del agua que contiene sólidos (óxidos) suspendidos, sedimentos propios de un agua sin el adecuado tratamiento y escamas de metal.

Figura 57. Detalle superficie interior lado del agua.



El considerable deterioro en el interior de la caldera es apreciable tal como se muestra en las siguientes imágenes. Ver Figura 58.

Figura 58. Detalle interior Hand Hole lateral.



Las imágenes corresponden al interior de la caldera tanto de la parte superior, posterior y laterales; se observan los efectos de la corrosión, picaduras y ampollas en los tubos principalmente. Ver Figura 59.

Figura 59. Detalle superficie tubos.



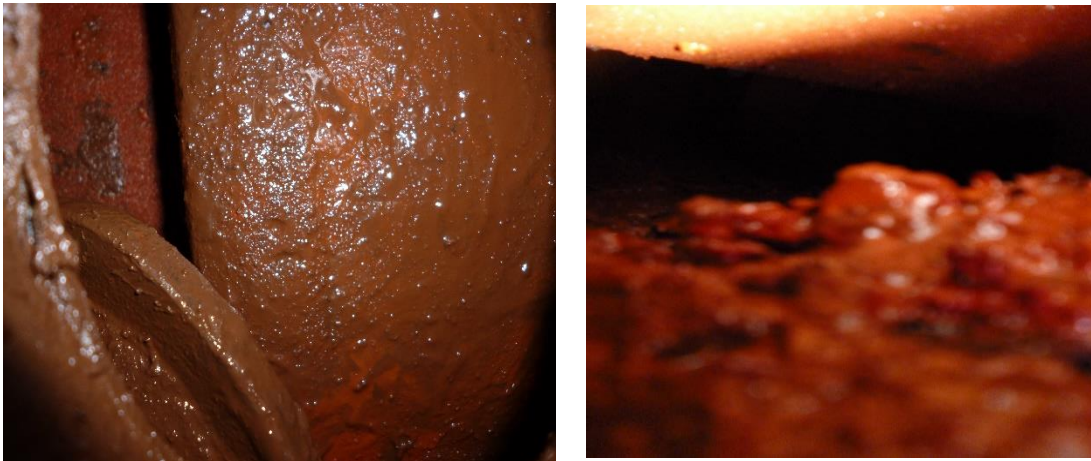
La parte inferior del cuerpo de la caldera es la que presenta mayor afectación por corrosión ya que se acumulan sedimentos del agua, residuos y todas las partículas que ingresan o se desprenden del material de la caldera.

La presencia de oxígeno contenido en el agua se reduce sobre la superficie del metal generando oxidación. La picadura se presenta cuando la capa de magnetita (capa pasiva del tubo y la estructura) se rompe y comienza a interactuar el oxígeno y la parte expuesta, el resto de zonas se presentan como cátodos.

La mayor corrosión se da por aireación diferencial, el oxígeno empieza a reducirse en la superficie y se comienza a deteriorar, el material, formando un ampollamiento del metal, la corrosión continua levantando cada vez mal metal.

Se especifica en el Anexo I, la forma de determinar el espesor de los tubos para su cambio y en Anexo J la velocidad de corrosión con los parámetros necesarios para estimar que tan afectada se encuentra la superficie.

Figura 60. Parte inferior.



El lavado interno de la caldera permite ver la cantidad de suciedad contenida tal como se muestra en las siguientes imágenes.

Figura 61. Purga de Lodos.



Las tapas de los hand hole, también tienen un alto deterioro por efecto de la corrosión, la zona donde se asienta el empaque ha perdido considerablemente su espesor a causa de las capas que se desprenden, como se muestra en la figura 62.

Figura 62. Tapas Hand Hole.



5.3.3. Mantenimiento realizado al cuerpo de la caldera.

Se realizaron las actividades básicas de mantenimiento que nuestra capacidad permitía, tales como cambio de empaquetaduras, limpieza y lavado de las superficies tanto internas como externas y demás elementos; recurriendo al uso de cepillos de acero, lijas y desengrasante para estas labores.

Tanto la compuerta trasera como las delanteras, se cambió el cordón de asbesto el cual fue adherido con una silicona resistente al calor.

Así mismo se cambian los empaques de asbesto para los inspectores de mano (hand hole), envolviéndolos en cinta teflón para evitar que se peguen a la superficie y facilitar su retiro al momento de volver a cambiarlos.

Se muestra en la figura 63, los empaques nuevos listos para instalar.

Figura 63. Cambio empaques .



Reparación de la mirilla de la tapa posterior, el cristal se encontraba suelto por lo que existía una fuga de gases de combustión por ella. Estos gases calientes significaban un riesgo a quien acercara mucho la cara en el momento de revisar la llama.

Figura 64. Detalle mirilla tapa posterior.



Para determinar posibles fugas del lado del agua al lado del fuego al interior de la caldera, se realizó una prueba hidrostática abriendo las compuertas y retirando los impulsores llevando la caldera apagada a una presión de 80 psi mediante la presión de bomba sin encontrar ningún tipo de fuga.

Figura 65. Preparación prueba de fugas.



Se realizó una segunda prueba en operación observando un empañamiento de la mirilla lo cual es señal de una fuga de agua hacia la cámara de combustión, tal como se muestra en la figura 66.

Figura 66. Detalle empañamiento mirilla posterior.



Se dejaron abiertas las compuertas, la caldera se puso en operación hasta observar agua goteando por las compuertas del frente, se apagó la caldera y se observa en el interior una notable humedad en toda la cámara de combustión haciendo imposible identificar el lugar en donde se está produciendo la fuga. Se aprecia en la figura 67.

Figura 67. Detalle condensado en el lado del fuego.



Como la fuga se presenta al incremento de temperatura ésta posiblemente es generada por una dilatación térmica, sin embargo no se localizó un punto en concreto donde se produjera dicha fuga.

Para explicar cómo se produce esta filtración, se analiza el estado de los tubos. En detalle la superficie de los tubos en la siguiente figura 68.

Figura 68. Picadura en los tubos.



Debido a las altas temperaturas, los tubos están sometidos a dilataciones térmicas y esfuerzos producidos por la presión interna, para los cuales los tubos están diseñados a soportar.

Sin embargo si se combina la alta corrosión, y en especial las picaduras con los mecanismos de falla que se pueden presentar, se generan puntos localizados en las zonas más afectadas de los tubos donde se disminuyen sus propiedades y terminan cediendo a la falla.

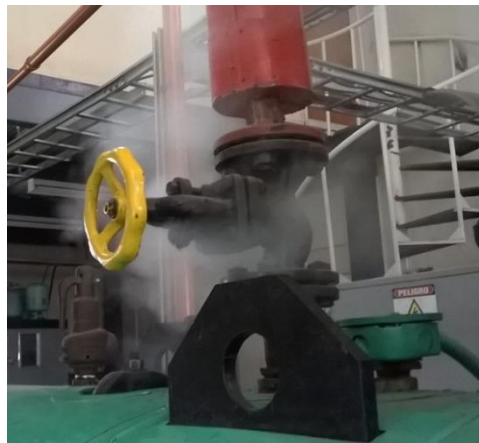
Por esta razón es que se filtra agua al lado del fuego; cuando la caldera empieza a calentarse, el o los puntos más débiles se dilatan permitiendo el paso de agua; algo que no sucede mientras esta fría.

Es necesario el cambio de tubos el cual se muestra la cotización en Anexo H.

Válvula línea de vapor.

Se observó fugas de vapor al realizar la apertura de la válvula; estas pérdidas de vapor afectan el rendimiento de los equipos o procesos que dependen de él, además de pérdidas en la eficiencia de la caldera y disminución de la eficiencia.

Figura 69. Fuga en la válvula de vapor.



Se desmonto la válvula observando deterioro en su empaque y sello, como la presencia de oxidación en el cuerpo como se muestra en la figura 70.

Figura 70. Detalle del estado de la válvula.

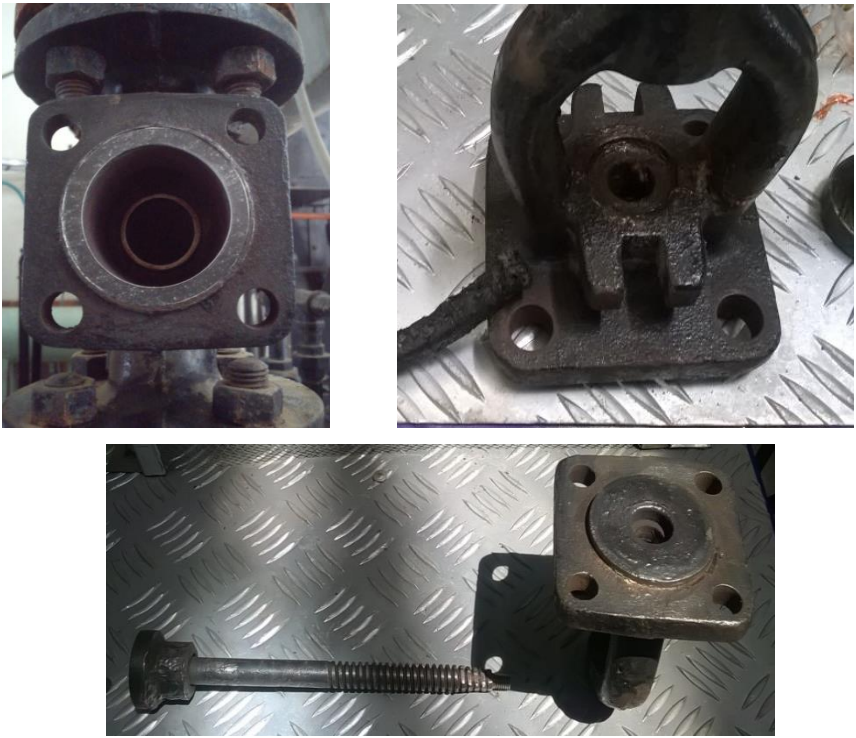


Figura 71. Despiece de la válvula.



Realizando las acciones pertinentes de limpieza y cambio de empaque como de cordón plomaginado para garantizar la hermeticidad de la válvula se muestra en la figura el cambio que se obtuvo.

Figura 72. Detalle empaque y limpieza.



La figura 73, figura 74 y figura 75, muestran los formatos diligenciados de mantenimiento respecto a la revisión visual externa, revisión visual interna y los elementos correspondientes, lado del fuego y lado del agua.

Figura 73. Formato de revisión visual externa.



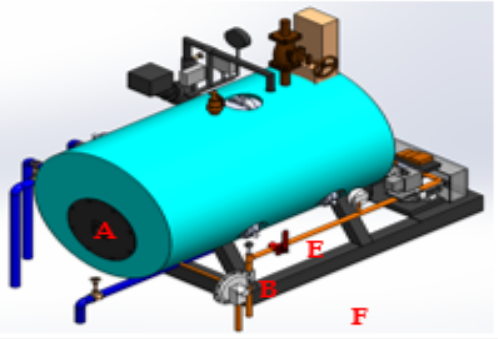
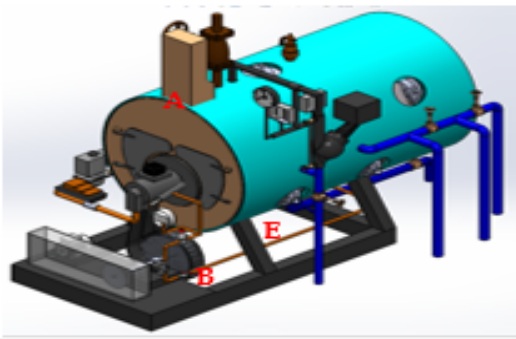
PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CALDERA PIROTUBULAR REVISION VISUAL EXTERNA			
RESPONSABLE DE INSPECCION:		FECHA:	
REVISO:		No hoja de inspección	
		 	
DISPOSITIVO	Caldera Piro tubular.		
UBICACION	Laboratorio Sistemas Térmicos Ing. Mecánica UIS		
FABRICANTE	Colmaquinas	No Serie	
CAPACIDAD	20 BHP	PRESIÓN DE DISEÑO	150 PSI
Señale con la letra correspondiente los lugares de la caldera en los cuales ha identificado puntos a revisar de acuerdo a las actividades de inspección.			
			
REVISION VISUAL EXTERNA			
ID	ACTIVIDADES	OBSERVACIONES	
A	Revisar escapes de vapor o agua en puntos de presión.	Escape de gases base chimenea, escape en la mirilla tapa hogar	
B	Detectar escapes de combustible	Escape en dos puntos de la línea de gas piloto, junto al regulador de gas y en la llave de paso.	
C	Detectar puntos de corrosión, fisuras, abolladuras, abombamientos, deformaciones, soldaduras defectuosas.	Ninguna.	
D	Vibraciones y ruidos anormales.		
E	Aseo orden y limpieza	Desaseo en la base de la caldera.	
F	Condiciones del lugar, elementos de protección y espacio libre de objetos ajenos a la caldera.	Objetos que obstaculizan el espacio libre de la caldera, goteras en el tejado.	
OBSERVACIONES GENERALES			
Las goteras del tejado inundan los alrededores del sistema de tratamiento de agua lo cual tienen altamente afectado por corrosión la base del tanque suavizador.			
FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR	

Figura 74. Formato de revisión visual interna.


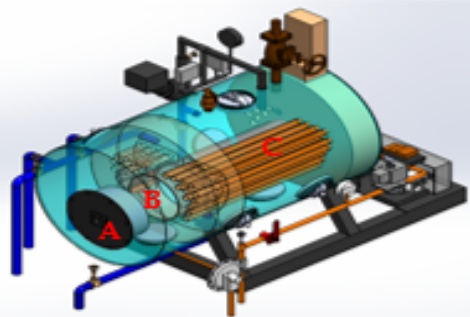
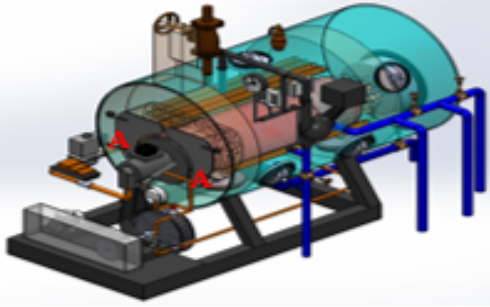
PROGRAMA DE INSPECCION PARA CALDERA PIROTUBULAR			
REVISION VISUAL INTERNA			
RESPONSABLE DE INSPECCION:		FECHA:	
REVISO:		No hoja de inspección.	
			
DISPOSITIVO	Caldera Pirotubular.		
UBICACIÓN	Laboratorio Sistemas Térmicos Ing. Mecánica UIS		
FABRICANTE	Colmaquinas	No Serie	
CAPACIDAD	20 BHP	PRESION DE DISEÑO	150PSI
<p>Señale con la letra correspondiente los lugares de la caldera en los cuales ha identificado puntos a revisar de acuerdo a las actividades de inspección.</p>			
			
REVISION VISUAL INTERNA			
Previo a la revisión se debe realizar la siguiente preparación:			
<ol style="list-style-type: none"> 1- Suspender todo sistema de combustión cerrando las válvulas que lo alimentan. 2- Efectuar el drenaje, la caldera se debe dejar enfriar, no se debe utilizar agua para forzar el enfriamiento. El drenaje completo se realiza, cuando la presión manométrica en la caldera sea cero. 3- Se deben desconectar las conexiones de alimentación de agua y la válvula de cierre de salida de vapor debe estar cerrada. Las líneas de purga y venteo deben quedar abiertas. 			
PRINCIPALES PROBLEMAS DEL CUERPO DE LA CALDERA A REVISAR			
<p>Se procede a detectar los focos de corrosión, incrustaciones, picaduras, grietas o fisuras; la revisión se hará sobre la superficie externa de los tubos, riostras, tapas, drenajes y conexiones sobre el cuerpo de la caldera. Refractario, empaques, estado de los pernos de sujeción y cualquier otra irregularidad.</p>			

Figura 75. Formato de revisión visual lado del fuego y del agua.


PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CALDERA PIROTUBULAR REVISIÓN VISUAL INTERNA			
RESPONSABLE DE INSPECCION:	FECHA:		
REVISO:	No hoja de inspección.		
LADO DEL FUEGO			
ID	ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
A	Compuertas: frontales y, posterior.	Empaques Pernos Refractario Superficie.	Empaques deteriorados, un perno roto y dos sin rosca, refractario fracturado pero aceptable.
B	Hogar	Corrosión, picaduras, incrustaciones, limpieza.	Superficie afectada por corrosión y picaduras, partículas grandes de refractario en el hogar.
C	Quemador	Corrosión, refractario.	Refractario fracturado, se aconseja reemplazarlo.
D	Tubos, superficie interior	Corrosión, picaduras, incrustaciones, limpieza.	Aceptable.
E	Otros	Remaches, uniones, soldaduras.	Altamente corroídos.
LADO DEL AGUA			
ID	ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
F	Compuertas de inspección: HAND HOLE	Empaques Corrosión, picaduras de superficie.	Empaques viejos y deteriorados, deformación de la superficie por corrosión, suciedad.
G	Tubos superficie exterior	Corrosión, picaduras, incrustaciones, limpieza.	Altamente corroídos, picaduras
H	Superficie interior lado del agua	Corrosión, picaduras, incrustaciones, sedimentos.	Alta suciedad por sedimentos acumulados.
OBSERVACIONES GENERALES			
Los tubos de los gases de combustión evidencian un alto deterioro especialmente por picaduras y dejan pasar agua al interior del lado del fuego se recomienda su cambio inmediato.			
FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR	

Figura 76. Formato de revisión sistema de combustible.

SISTEMA PRINCIPAL DE COMBUSTIBLE	
<ol style="list-style-type: none"> 1) Regulador de gas. 2) Manómetro de alta y baja presión. 3) Válvula Manual de cierre. 4) Sensor presión de gas PAG. 5) Sensor/Interruptor on/off alta presión de gas PG. 6) Servoválvula de control proporcional de gas. 7) Quemador. 	
ELEMENTO	OBSERVACIONES
Regulador de gas	Bien.
Manómetro de alta y baja presión	Bien.
Válvula Manual de cierre	Bien.
Sensor presión de gas PAG.	Bien.
Sensor/Interruptor on/off alta presión de gas PG	Bien.
Servoválvula de control proporcional de gas	Funciona como reguladora manual de gas.
Quemador.	Bien.
SISTEMA PILOTO DE COMBUSTIBLE	
<ol style="list-style-type: none"> 1- Válvula de ignición. 2- Transformador eléctrico de ignición. 3- Electrodo de ignición. 4- Sensor de presión de aire PAC. 	
ELEMENTO	OBSERVACIONES
Válvula de ignición	Bien.
Transformador de ignición.	Bien.
Electrodo de ignición.	Cable roto en la punta.
Sensor de presión de aire PAC.	Bien.
Regulador de gas.	Bien.
Válvula manual.	Tener en cuenta la fuga en su unión.

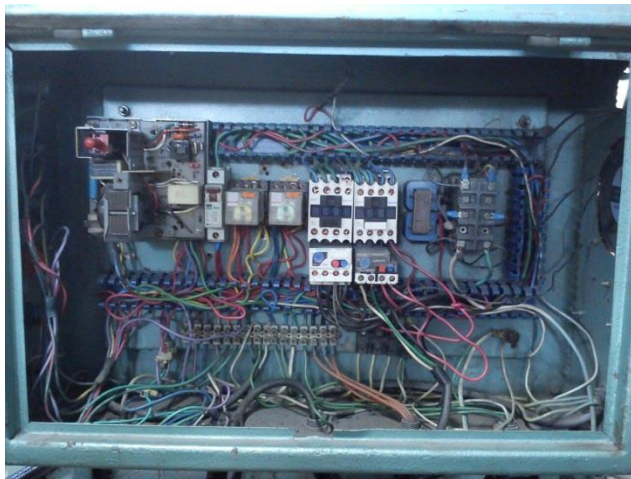
5.4. MANTENIMIENTO SISTEMA DE CONTROL.

Teniendo en cuenta que el sistema de control y seguridad controla todos los demás sistemas de la caldera para un encendido y operación segura, en primer lugar se comprueba que el controlador esté cumpliendo con estas funciones de forma correcta.

5.4.1. Programador y conexiones eléctricas.

Debido a que el control de la caldera presentaba supuestas fallas en su funcionamiento; se desmontó el controlador FIREYE C400 para comprobar el estado funcional, se probó en otra caldera pirotubular de 30 BHP (Figura 76), se obtuvo un correcto funcionamiento del mismo. De esta manera, se descarta así que la falla fuera producida por el programador.

Figura 77. Conexión de caldera donde se probó el Fireye.



Se realizó la inspección de contactos y conexiones del circuito eléctrico por medio de multímetro a los elementos como contactores, temporizadores, relé, McDonnell, Presóstato y sensor de llama. Se observaron conexiones

anormales y contactos sueltos. Se muestra en la siguiente figura el estado del cableado en la caja de control.

Figura 78. Cableado antes.



Se verifica la secuencia de encendido y operación de la caldera el cual resultó para la caldera del laboratorio la siguiente.

Secuencia de encendido de la caldera (estado de control encontrado).

- Se energiza el tablero de control y se enciende mediante el interruptor principal, se abren las válvulas de alimentación de combustible y la válvula de agua para llenar el tanque de alimentación de la caldera.
- Para llenar la caldera se debe colocar los interruptores de la caldera y de la bomba a modo manual; mediante un potenciómetro se varía la velocidad verificando mediante el visor de nivel que el tanque de alimentación no quede vacío.

- Se debe verificar el nivel de agua dentro de la caldera por medio del indicador de nivel del McDonnell; una vez se alcance el nivel recomendado, se debe apagar la bomba.
- Para iniciar la secuencia de encendido, lo primero que se efectúa es el barrido de los gases y se debe accionar el ventilador de aire de forma manual mediante un potenciómetro y verificar por medio de un tacómetro que se alcancen 2000 rpm aproximadamente, según el ajuste dado a la servo válvula de paso de combustible, a estas revoluciones se estaría proporcionando el flujo de aire requerido para una combustión completa.
- Pasados 30 segundos, se inicia el encendido de la llama piloto el cual se energiza por un periodo de 10 segundos.
- Durante este periodo, se debe obtener una llama piloto la cual es generada por la chispa de un electrodo que se encuentra conectado al transformador de ignición, y debe ser detectada por el sensor ultravioleta (UVM). En caso de no detectarse la llama durante este periodo, la secuencia se detiene y debe volver a comenzarse mediante un reseteo del Fireye.
- Una vez detectada la llama, se abre la válvula principal de combustible y cumplidas las condiciones de presión se inicia la combustión en la caldera.

Diagnóstico requerimientos de encendido.

Se requieren dos personas para el encendido de la caldera, una para que informe sobre los niveles de agua y otra para que maneje los controles, ocurre si es operada por una sola persona, el tanque de alimentación se llena y finalmente se rebosa o contrario, se queda sin agua cuando se bombea hacia la caldera. Por otro lado una persona debe tomar las revoluciones del ventilador mientras la otra las regula con el potenciómetro.

La secuencia de encendido presentaba interrupciones, es decir, no se completaba correctamente y terminaba apagándose la caldera y señalando alarma; por momentos funcionaba bien, pero en ocasiones la caldera simplemente no prendía.

Soluciones dadas al encendido y operación de la caldera.

- Finalmente la limpieza y ajuste de terminales eléctricas dieron solución al problema de encendido, cuyo principal causante era un contacto deficiente en el conector del electrodo; la punta del cable estaba rota y suelta por lo cual algunas veces funcionaba la caldera y otras no.
- Se marcó el punto donde el potenciómetro que controla el ventilador, proporciona las 2000 rpm establecidas para una combustión adecuada, eliminando de esta manera la necesidad de que otra persona midiera las revoluciones en el eje del ventilador.
- Para evitar el rebose del tanque de alimentación, este cuenta con una tubería en la parte superior para drenar el agua; se encontró que la válvula de esta línea la dejaban cerrada por el simple hecho de no saber su función. Sin embargo cabe resaltar que una vez llena la caldera se

recomienda cerrar la válvula de la red local, ya que esta línea llega con presión y el agua que ingresa es mayor que la que se puede drenar cuando la bomba está apagada, por tanto si se deja abierta la válvula de la red, llega a un punto en que se rebosa el agua y sale por la línea de despresurización del tanque.

Tablero de mando.

El tablero de control contiene una serie de interruptores para controlar la caldera y unos indicadores luminosos para observar el estado de la secuencia de encendido o dado el caso una alarma. Se describe a continuación (Tabla 11) la correcta posición de los interruptores para el control de la caldera.

Tabla 11. Posición correcta para encendido de caldera.

ALIMENTACION GENERAL	OFF-ON		
CONTROL CALDERA	MANUAL-AUTOMÁTICO		
CONTROL COMBUSTIBLE	OFF-ON		
CONTROL BOMBA DE AGUA	MANUAL-POTENCIÓMETRO		
CONTROL VENTILADOR	MANUAL-POTENCIÓMETRO		

5.4.2. Otros elementos de control.

Mantenimiento del McDonnell.

En el instrumental de mantenimiento de los sistemas de control, uno de los dispositivos más afectados es el medidor de nivel tipo McDonnell, puesto que este dispositivo se encuentra en contacto directo con el agua y por tanto también se ve afectado por la calidad de tratamiento que esta posea.

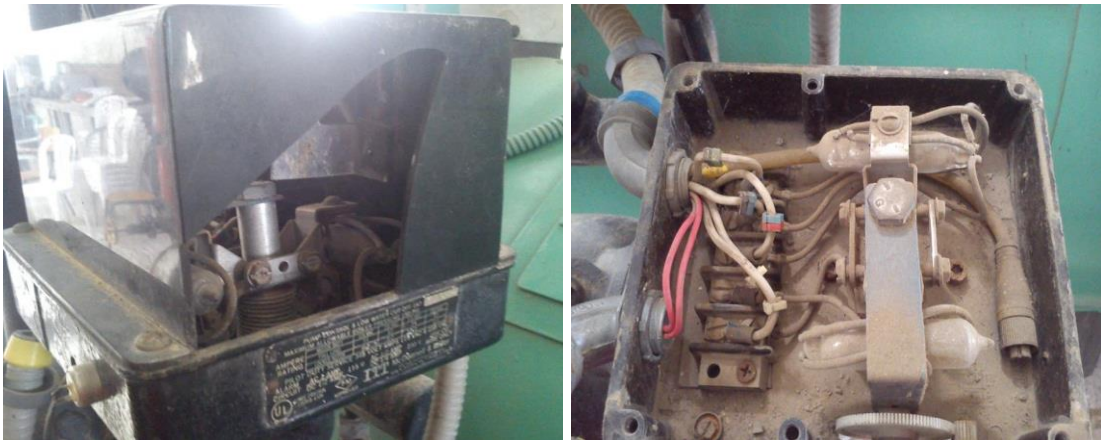
A continuación se muestra en la figura 79 el estado exterior del medidor donde se aprecia a simple vista la suciedad del indicador de nivel.

Figura 79. Estado del McDonnell.



Los controles del McDonnell se encontraban llenos de suciedad y polvo puesto que la tapa protectora estaba rota tal como se aprecia en la figura 80.

Figura 80. Protector y controles del McDonnell.



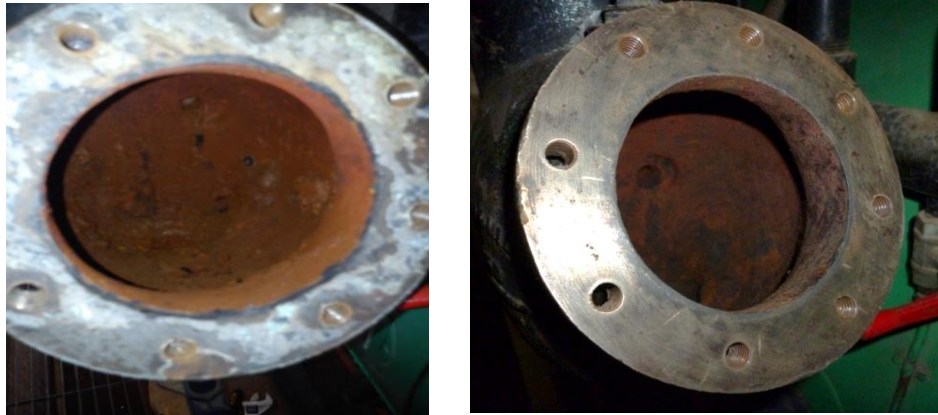
Se limpiaron muy bien los controles y se cambio la tapa (Figura 81) para evitar el ingreso de elemento ajenos que pueden alterar los contactos, deteriorar el circuito e incluso ocasionar un cortocircuito.

Figura 81. Protector nuevo.



Se encontró en su interior gran cantidad de sedimentos junto con una notable oxidación (Figura 82), esta suciedad había reducido el diámetro de los orificios de purga reduciendo la eficiencia de sus funciones.

Figura 82. Interior McDonnell.



Se realizó la limpieza del interior, removiendo toda suciedad, se pulió la superficie de la brida que sujeta el flotador con el cuerpo del medidor y se cambió el empaque tal como se aprecia en la figura 83.

Figura 83. Limpieza y empaque McDonnell.



Por el lado del flotador se observa corrosión en su superficie. Se limpia la superficie, en especial la parte de la brida donde se asienta el empaque.

Figura 84. Flotador antes y despues



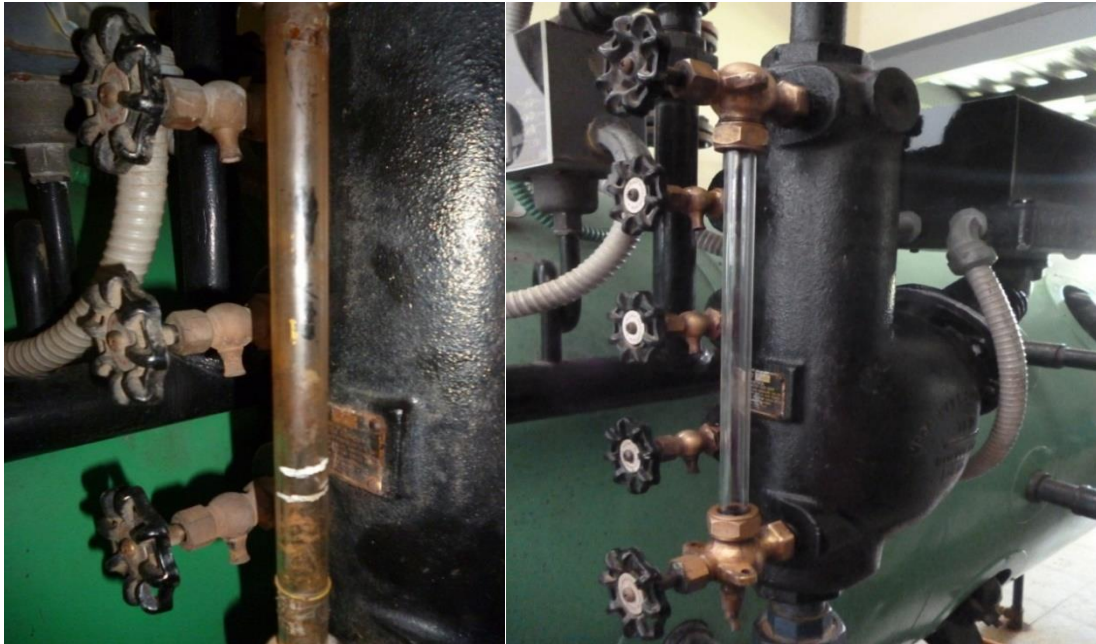
Para el mantenimiento del indicador de nivel, se debe retirar el cristal para lo cual se sueltan los sujetdores de sus extremos y se gira suavemente la válvula de purga superior de tal forma que permita retirar el cristal al alcanzar cierto ángulo.

Sin conocer el tiempo de uso que tiene el cristal, se puede determinar si se cambia o no con un criterio muy sencillo, observando si existen cuellos en sus extremos justo en la zona de sujeción y sello con los empaque.

Puesto que el cristal no mostraba ninguna deformidad, solamente se limpio con ácido removiendo toda suciedad.

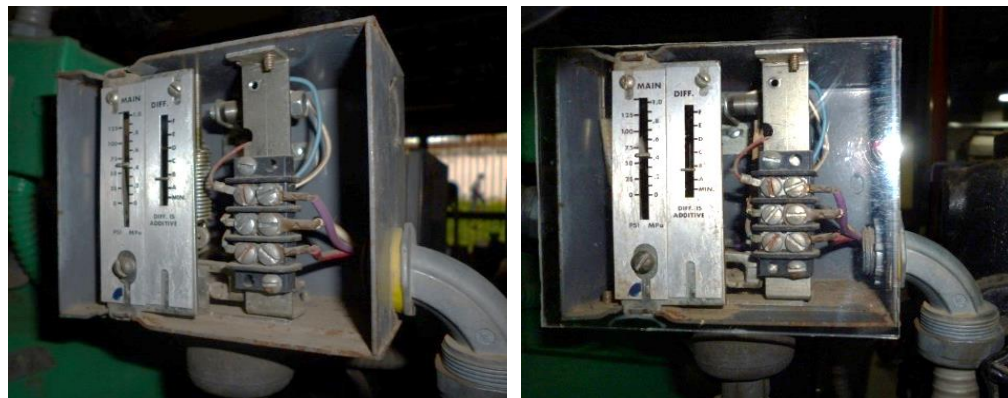
Se muestra en la figura 84 el estado antes y después del indicador de nivel junto con las llaves de purga.

Figura 85. Indicador de nivel antes y después.



El presóstato de modulación no contaba con la tapa de protección por lo cual se encontraba muy sucio al interior, se limpió y se le colocó una tapa de protección nueva; sin embargo al revisar las conexiones se encontró que este estaba fuera de servicio. Ver Figura 82.

Figura 86. Presóstato de modulación.



Se retiraron las conexiones que no hacían parte del sistema, y se dio ajuste a los contactos sueltos. Se probó el estado operativo del McDonnell apagando la caldera por bajo nivel de agua y encendido de bomba de alimentación; y finalmente el apagado de la bomba por nivel máximo de agua. En el caso de presóstato, apagado de la caldera por máximo nivel de presión de vapor. Se probó el estado sensor de llama retirándolo en operación y cubriéndolo, originando el apagado de la caldera. En el caso de la válvula de seguridad se probó por disparo manual.

Finalmente se organizaron todas las conexiones y se limpiaron, dando una impresión de limpieza y orden tal como se muestra en la figura 87.

Figura 87. Cableado después.



Figura 88. Formato de revisión dispositivos de seguridad.


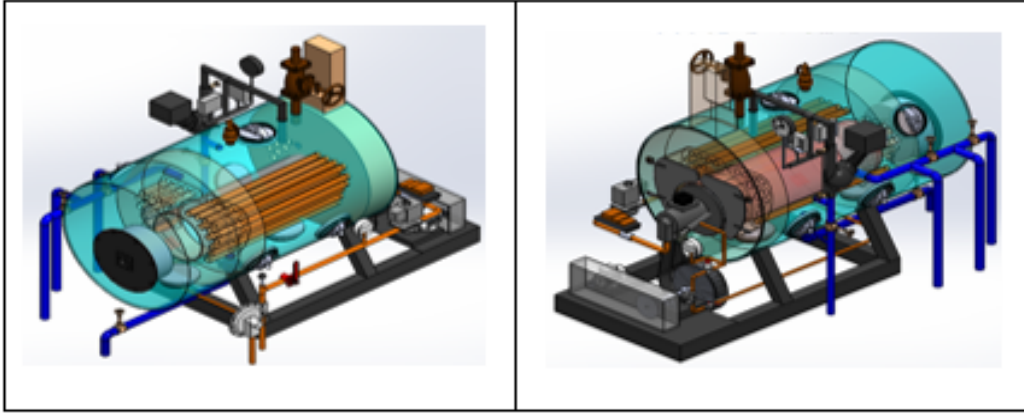
PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CALDERA PIROTUBULAR REVISIÓN CONTROL Y DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD		
RESPONSABLE DE INSPECCION:	FECHA:	
REVISO:	No hojs de inspección.	
TIPO DE CONTROL	On-Off	
PROGRAMADOR	Fireye C400	
MODELO		No Serie
		
REVISIÓN SISTEMA DE CONTROL Y DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD		
NIVEL DE AGUA		
Automático (nivel minino de agua 5 cm por encima ultima hilera superior de tubos)		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Sonda de nivel de agua.	Conexiones, Estado funcional	Bien.
McDonnell	Contactores, indicador de nivel, flotador, empaques.	Suciedad interna y en contactores, empaques a cambiar.
PRESIÓN		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Presóstato	Conexiones, estado funcional, Estado de protector	Bien.
Presóstato de modulación.	Conexiones, estado funcional, Estado de protector	Sin uso.

Figura 89. Formato de revisión sistema aire y llama.

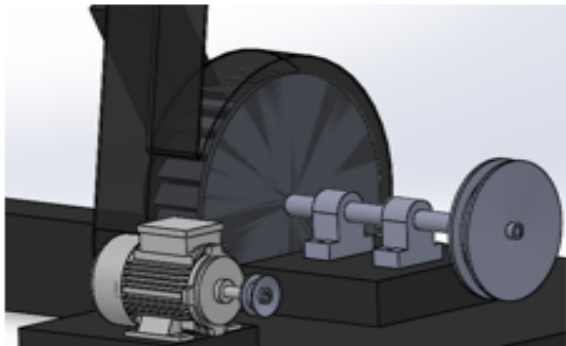
SISTEMA DE AIRE		
		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Sistema de transmisión	Motor Poleas Correa Chumaceras	Correa destemplada, se recomienda una nueva, falta de lubricación.
Difusor	Limpieza, pernos.	Suciedad interna.
COMBUSTIÓN, PROGRAMACIÓN DEL ENCENDIDO Y SEGURIDAD DE LLAMA		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Programador	Secuencia de encendido	Problemas en la secuencia, a veces prende, otras no.
Sensor de llama	Estado funcional, limpieza.	Bien.
DISPOSITIVOS INDICADORES		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Indicador de nivel del McDonnell.	Trasparencia Fisuras Empaques.	Suciedad en el cristal, empaques viejos, sedimentación interna.
Manómetro indicador de presión de vapor.	Estado funcional Calibración	Bien.

Figura 90. Formato de revisión dispositivos de seguridad.

DISPOSITIVOS SEGURIDAD		
ELEMENTO	OBSERVACIONES	
Interruptor de parada de emergencia	Parada en el tablero de control.	
Válvula de seguridad	Deficiencia en el sello si se activa manualmente se debe accionar y soltar inmediatamente para que logre sellar.	

ALARMAS		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Sonora y visual (bajo nivel de agua con corte de combustible)	Posee alarmas, funcionan.	Solo posee un indicador luminoso en caso de reportar una alarma.

COMPLEMENTARIOS		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Tablero eléctrico de control	Conexiones.	Desorden de cables. Conexiones sobrantes.

OBSERVACIONES GENERALES		
Existen conexiones de trabajos eléctricos implementados que ya no funcionan pero siguen conectados al sistema, estas conexiones tienen cables sueltos por lo que podrían producir un corto o alterar el buen funcionamiento, se recomienda removerlas.		

FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR	
-----------------	--	---------------	--

6. MANTENIMIENTO EN CALDERAS

Un programa adecuado de Mantenimiento, específico para cada caldera, es vital para garantizar la seguridad operativa de éstos equipos. Nunca se debe olvidar que los controles son automáticos en operación pero no automáticos en mantenimiento.

6.1. MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

Un mantenimiento correctivo es aquel que no está planificado; surge de la emergencia producida por una avería.

Ventajas

- Aprovechamiento máximo de los elementos hasta la rotura evitando el desperdicio de recurso no aprovechado.
- No se requiere de alta capacidad de técnicos e ingenieros, ya que las labores de reparación y de recambio las ejecutan trabajadores de mantenimiento (es más importante la destreza que la capacidad de análisis).
- Poca infraestructura administrativa y de diagnóstico.

Desventajas

- Colapsos impredecibles, que pueden provocar daños y averías en cadena de proporciones desconocidas.
- Baja seguridad de operación.
- Ambiente de trabajo deficiente.
- Stock de repuestos grande.

- Riesgo de fallo de elementos de difícil adquisición (altos costos y tiempos largos de espera).
- Baja calidad relativa de mantenimiento.
- No es recomendable en casos de maquinaria crítica con alta efectividad operacional requerida.

6.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Objetivos del Mantenimiento Preventivo en las Calderas

La implementación de un mantenimiento preventivo y las operaciones de revisión y reparación son las que garantizan el buen funcionamiento y fiabilidad de los equipos. El objetivo de este mantenimiento es evitar o mitigar las consecuencias de los fallos del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran.

También se puede presentar que aunque la caldera esté funcionando y prestando servicio, la ausencia o mal mantenimiento preventivo puede provocar un aumento del costo energético y daños progresivos que podrían generar un daño mayor en la caldera.

Beneficios Obtenidos de la Implementación de las Tareas de Mantenimiento Preventivo en las Calderas:

- Lograr que se alargue la vida útil del equipo.
- Disminuir costos operacionales del equipo.
- Mantener la confiabilidad y continuidad de los equipos.
- Disminuir riesgos para operadores u otro personal.
- Racionalizar el uso de los recursos para mantenimiento.
- Mejorar el rendimiento o efectividad del personal.

A la hora de determinar las tareas de mantenimiento es importante tener en cuenta las recomendaciones particulares prescritas tanto por el fabricante de la caldera, como del resto de equipos que la acompañan y se encuentren asociados con su funcionamiento. Por ejemplo el mantenimiento y vigilancia del tratamiento del agua de aporte a la caldera y del agua en el interior de la caldera.

En general las operaciones a realizar se clasifican dependiendo del lapso de tiempo que hay entre cada realización:

6.2.1. ASPECTOS DE MANTENIMIENTO PARA CALDERAS

Toda caldera debe tener un Programa de Mantenimiento aplicado a los equipos de control, eléctricos, mecánicos, electromecánicos, auxiliares y de seguridad, según el manual del fabricante. Además deberá contar con los datos y especificaciones técnicas de la caldera y planos electro-instrumentales para verificar la lógica de control y seguridad.

El Programa de Mantenimiento Preventivo debe cubrir los siguientes aspectos según el tipo y tamaño de la caldera:

- Comprobación del funcionamiento del control de arranque y parada y alarmas de la bomba de alimentación (por alto y bajo nivel).
- Revisión de presión del combustible de alimentación a la caldera.
- Revisión del nivel de agua en la caldera, tanque de agua de alimentación, o desaireador.
- Revisión y limpieza del sensor de llama (Fotocelda).
- Verificación del funcionamiento del sistema de purgas de la caldera y de la columna del control de nivel de agua.
- Verificación de la temperatura del agua de alimentación de la caldera.

- Medición y registro de los parámetros del agua de alimentación y caldera (Dureza, Alcalinidad, TDS, Oxígeno Disuelto, PH, entre otros). Comparar con los valores de referencia establecidos en los parámetros de control y tomar los correctivos en caso que se requiera.
- Verificación de presión y temperatura de salida de vapor de la caldera.
- Inspección visual del color de la llama.
- Inspección (lado agua); determinar el estado superficial interno (paredes, elementos y tubos).
- Inspección de la condición del refractario, paredes del hogar, piso y quemador, etc.
- Prueba hidrostática (si aplica).
- Verificación de alarmas.
- Calibración y disparo de válvulas de seguridad.
- Lubricación de bombas, motores eléctricos, verificación de parámetros eléctricos, ruidos y vibraciones.
- Limpieza y orden general de equipos (caldera, bombas, motores, etc.) y cuarto de calderas.

6.3. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Los programas de mantenimiento descritos a continuación, corresponden a los recomendados según el reglamento técnico para calderas (RTC).

6.3.1. MANTENIMIENTO DIARIO Y SEMANAL DE LA CALDERA

El mantenimiento diario y semanal es responsabilidad del operador según lo siguiente:

1. Verificar el funcionamiento del quemador por medio de la observación de la llama (continuamente).

2. Verificar la presión del combustible (continuamente).
3. Inspeccionar las uniones flexibles.
4. Inspeccionar visualmente el funcionamiento del ventilador, mantenerlo completamente limpio y notificar de inmediato cualquier anomalía que se observe.
5. Constatar diariamente que los controles de nivel funcionan adecuadamente.
6. Deberá revisar el sistema de alarma y desconexión por bajo nivel de agua, al menos una vez a la semana en condiciones de trabajo normal. Una forma práctica de verificar este control es suspender la alimentación de agua a la caldera, y dejar que continúe la evaporación, observar cuidadosamente el cristal que indica el nivel de agua y marcar sobre el primero el punto exacto en el cual da la alarma. Esto dará un punto de referencia de nivel de agua para chequeos posteriores. Este punto de control debe ser siempre el mismo, en caso de que exista una variación pronunciada, debe revisarse el control y sustituirlo de ser necesario.
7. Debe revisar por lo menos 2 veces cada semana las válvulas de seguridad y asegurarse que están en perfectas condiciones.
8. En general debe verificarse continuamente que el equipo está funcionando en condiciones normales y cualquier anomalía debe ser notificada inmediata -mente al Jefe de Mantenimiento.
9. Llevar hoja de control de encendido y purga diaria.

6.3.2. MANTENIMIENTO TRIMESTRAL DE LA CALDERA

Este mantenimiento es responsabilidad del operador y electricista:

1. Limpiar los tubos de la caldera interiormente, así como las placas tubulares utilizando cepillo de alambre. Esta operación debe hacerse

al seco sin utilizar sustancias tales como aceite o agua. Los operarios deben usar mascarillas.

2. Eliminar los depósitos de lodo a incrustaciones en el interior de la caldera utilizando chorros de agua y medios mecánicos.
3. Si en el interior del cuerpo existen excesivas incrustaciones y corrosión hay que atacarlas con productos químicos adecuados para el tipo de incrustaciones y corrosión, verificar el estado funcional de tratamiento de agua.
4. Revisar los refractarios de las compuertas y tapa trasera, y si poseen grietas, taparlas con cemento refractario, eliminando antes el hollín que esté depositado.
5. Revisar el aislante térmico de la caldera. Reparar cuando sea necesario.
6. Revisar el interior de la caldera por fugas. En caso de fugas reparar De inmediato (o taponar) de ser necesario realizar cambio de tubos.
7. Limpiar el impulsor de aire del ventilador.
8. Revisar las válvulas de seguridad y sus conexiones.
9. Limpiar la célula fotoeléctrica.
10. Limpiar con tetracloruro de carbono a otro solvente adecuado, todos los contactos de los diversos accesorios eléctricos de la caldera.
11. Revisar la empaquetadura del eje de la bomba de alimentación de agua, reemplazar en caso necesario.
12. Lubricar la bomba de alimentación de agua.
13. Limpiar el filtro de la bomba de alimentación.
14. Ver las condiciones de funcionamiento de la válvula de retención de la tubería de agua de alimentación, desarmarla para su limpieza y ajuste interior, en caso necesario reemplácese.
15. Revisar los interruptores de mercurio del flotador de nivel de agua.
16. Revisar los interruptores de mercurio del control de presión.

17. Revisar la chimenea por fugas y corrosión. Limpiar y pintar si es necesario con pintura resistente al calor.

6.3.3. MANTENIMIENTO TRINIESTRAL DE ACCESORIOS

Este mantenimiento es responsabilidad del operador y electricista:

QUEMADOR.

- a. El conjunto del quemador se debe sacar de la cámara de aire, desarmarlo y limpiarlo perfectamente.
- b. Verifíquense la condición de la porcelana de los electrodos, en caso de estar dañados, reemplazar.
- c. En las unidades equipadas con encendido a gas, es necesario desarmar el mezclador de gas -aire y limpiar los conductos internos. El taponamiento a obstrucción en la tubería de aire de gas producirá una mezcla demasiado rica para el piloto y el encendido defectuoso o irregular.

BOMBA DE COMBUSTIBLE

- a. Desarmar la bomba y verificar las condiciones de los rodamientos. Normalmente, aunque el rodamiento parezca estar en buenas condiciones, si su período de vida útil está llegando a su final, es recomendable sustituirlo (síganse las recomendaciones del fabricante para tal fin).
- b. Limpiar los impulsores con solvente adecuado.
- c. Lubricar los rodamientos del motor. Sustituirlos en caso de ser necesario, verificar que la intensidad de la corriente no sobrepase el valor nominal (de placa).

VENTILADOR.

- a. Limpiar la malla de entrada del aire al ventilador.
- b. Limpiar el rotor del ventilador.
- c. Inspeccionar si los "prisioneros" están suficientemente ajustados.
- d. Verificar si las correas están suficientemente ajustadas. Sustituirlas en caso de desgaste avanzado.
- e. Verificar si la intensidad de la corriente del motor no se sobrepase al valor nominal (de placa).
- f. Lubricar el motor del ventilador.
- g. Lubríquese los rodamientos del motor, sustitúyanse los que presenten algún defecto.

6.3.4. MANTENIMIENTO ANUAL.

Este mantenimiento es responsabilidad del operador y electricista; comprendiendo las acciones del mantenimiento trimestral y operaciones siguientes:

1. Limpiar exteriormente la caldera.
2. Preparar la superficie y pintar donde sea necesario o equivalentes
3. Revisión de descarga de la válvula de seguridad de forma manual de presentarse alguna anomalía sustituirla.
4. Sacar los tapones de inspección y proceder a limpiar los tubos con el fin de evitar la aparición de incrustaciones y corrosión de presentarse verificar sistema de agua cumpla con la dureza adecuada para el agua de alimentación de la caldera
5. Inspecciónese y ajústese el manómetro principal.
6. Cambiar las empaquetaduras del cristal del nivel.
7. Revisar y ajustar las válvulas de seguridad.
8. Destapar el tanque de condensado para efectuar una limpieza interna.

9. Desarmar el sistema de control de nivel limpiarlo y hacer las reparaciones necesarias. Reemplazarlos si es necesario.

6.3.5. INSPECCION ANUAL DE CALDERAS.

PRUEBA HIDROSTATICA

La operación de preparación de una caldera es sumamente delicada, la persona encargada de esta tarea, debe ser reconocida por su competencia. Para evitar fugas o filtración de agua durante la prueba hidrostática, deben asentarse previamente las siguientes válvulas.

- a) Válvula principal de vapor.
- b) Válvula de la columna hidrostática.
- c) Válvulas de purga de la columna hidrométrica.
- d) Válvula esférica y de retención de la línea de alimentación de agua.
- e) Válvula de la línea de purga o descarga principal.

PROCEDIMIENTOS

1. Retirar el quemador.
2. Mientras la caldera tiene presión de vapor, se puede purgar a intervalos para así evacuar la mayor cantidad de depósito de lodo o materiales posibles.
3. Abrir la puerta del hogar con el fin de que la caldera se enfríe lentamente hasta la temperatura ambiente. Nunca se debe inyectar agua fría con el fin de enfriar rápidamente la caldera.
4. Descargar el agua de la caldera por la línea de purga.
5. Limpiar el interior de los tubos, usando cepillos de acero de forma espiral, para desprender el hollín, también se debe cepillar cuidadosamente las placas tubulares.

6. Abrir los accesos a la parte interior de la caldera o sea a la cámara de agua y cámara de vapor. Estos accesos incluyen, la tapa de registro Boca de Visita y todas las tapas de los registros de mano.
7. Limpiar cuidadosamente el interior de la caldera, usando un chorro de agua por medio de una manguera para lavar hacia afuera por la línea de purga, los depósitos de lodo y acumulaciones de incrustaciones sueltas.
8. Preparar una conexión cerca del manómetro de la caldera, donde pueda ser colocado el manómetro de prueba. (Manómetro de precisión para comprobar la exactitud del manómetro de la caldera).
9. Una vez hecho el reconocimiento interno, se procederá a preparar la caldera para la prueba hidrostática colocando las tapas de los registros, (con empaquetaduras) a instalando los tapones fusibles nuevos.
10. Durante la prueba hidrostática se mantendrá la presión (presión máxima del trabajo multiplicado por 1.5) durante 30 minutos como mínimo y 60 minutos como máximo. En este lapso de tiempo se descargará la presión máxima de prueba para observar si hay señal de fatiga en la envoltura, placas, etc.
11. Terminada la prueba hidrostática, se procederá a preparar la caldera para funcionar a presión de vapor, quitando bridas ciegas, tapones, mordazas, etc., y colocando tapas delanteras y traseras, válvulas(s) de seguridad, quemador, etc., la(s) válvulas(s) será(n) probadas para presión de apertura y cierre, y su capacidad a la prueba acumulativa.

Para la ejecución del mantenimiento y cuidados de la caldera, los responsables pueden ser propios o entidades externas debidamente organizadas y certificadas para estas labores; se describe en el Anexo A los la inspección y mantenimiento de la caldera organizados en formatos para su práctica aplicación y comprensión.

6.4. RECOMENDACIONES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

6.4.1. OPERACIÓN.

La correcta operación y buenas prácticas de mantenimiento son factores fundamentales para garantizar la confiabilidad y seguridad de las calderas y sus auxiliares. La implementación de procedimientos y protocolos de control de operación, permiten la reducción de riesgos y aseguran mayor vida útil para los equipos.

En el libro de Vida de Operación y Mantenimiento de la caldera se debe consignar en orden cronológico, la siguiente información:

- a.** Reparaciones importantes, paradas no programadas de la caldera, incidentes operacionales, modificaciones de diseño, conversiones de combustibles y cualquier otra situación anormal de funcionamiento o mantenimiento.
- b.** Certificados e informes de inspección, de reparación y/o modificación de las calderas. Certificados de calibración de válvulas de seguridad, termómetros, manómetros y demás instrumentación.
- c.** La información se puede archivar en forma manual o electrónica. En lo posible, ésta se debe diferenciar, de tal forma que se facilite la consulta.

6.4.2. DOCUMENTACIÓN.

Para cada caldera instalada, debe estar disponible para consulta en el área de operación, en un lugar seguro y de fácil acceso para el operador o responsable del equipo, una copia del Manual de Operación y Mantenimiento del mismo, en idioma Español, el cual debe ser suministrado por el fabricante y contener como mínimo la siguiente información:

- a.** Instrucciones claras y precisas sobre el funcionamiento de la caldera, el quemador y las precauciones de seguridad que se deben seguir en su operación.
- b.** Protocolos y los chequeos que se deben realizar a los sistemas de control y dispositivos seguridad previos al arranque de la caldera.
- c.** Instrucciones claras y precisas sobre los pasos y procedimientos a seguir durante el arranque y paradas de la caldera.
- d.** Procedimientos a seguir en casos de emergencia
- e.** Trabajos de mantenimiento y frecuencia de los mismos (Diario, semanal, mensual, semestral y anual).
- f.** Listado de repuestos y partes más importantes de la caldera que se deben mantener disponibles para recambio inmediato, en caso que se requiera.

6.5. DEL PERSONAL ENCARGADO DE LA CALDERA.

Las responsabilidades mínimas del operador de calderas, el cumplimiento de todos los requisitos y funciones:

1. Conocer el sistema operativo de los quemadores, la secuencia de encendido y apagado de la caldera, ya sea manual o automática su operación.
2. Verificar el funcionamiento de todos los dispositivos de control y seguridad requeridos para la operación de la caldera, especialmente el sistema de alimentación de agua, válvula de seguridad, purgas del control de nivel y fondo de la caldera.
3. Probar periódicamente de acuerdo a las recomendaciones del fabricante (donde aplique), los dispositivos de seguridad y monitoreo de la caldera en contacto con agua como: el control de nivel, las columnas de agua en los tambores de vapor, control de nivel tipo probeta, controles de presión, conexiones de la vasija a los manómetros de presión. Además debe drenar sus conexiones para verificar que no estén taponadas de lodos o sedimentos para su correcto funcionamiento.
4. Si la caldera cuenta con planta de tratamiento de agua, verificar que ésta opera en buenas condiciones Garantizar que los parámetros de calidad del agua de alimentación y de caldera estén dentro de los rangos recomendados según el RTC.

El operador, debe conservar y diligenciar el Libro de Vida de Operación y Mantenimiento.

A continuación se resumen los mantenimientos mencionados en unos formatos realizados Anexo A, para su fácil uso y se muestra un ejemplo de cómo diligenciarlos en las siguientes figuras: 91, 92, 93 y 94.

Figura 91. Formato de mantenimiento preventivo diario y semanal.

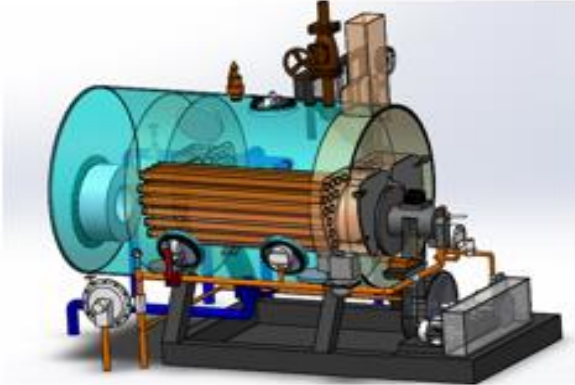
PROGRAMA PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA CALDERAS			
ENCARGADO:		FECHA:	
EMPRESA:		REVISO:	
			
DISPOSITIVO	Caldera Piro-tubular		
UBICACION	Laboratorio Sistemas Térmicos Ing. Mecánica UIS		
FABRICANTE	Colmaquinas	No Serie	
CAPACIDAD	20 BHP	PRESIÓN DE DISEÑO	150 PSI
			
MANTENIMIENTO PROGRAMADO; DIARIO (D), SEMANAL (S).			
Frec.	ELEMENTO	OBSERVACIONES	
D	Chequeo estado quemador	Bien.	
D	Verificar presión de combustible	Bien.	
D	Inspección visual del funcionamiento del ventilador y limpieza del mismo.	Suciedad y falta de lubricación.	
D	Verificar que los niveles de agua funcionen adecuadamente.	Funcionando.	
S	Revisar sistemas de alarmas y desconexión por bajo nivel de agua.	Bien.	
S	Revisión válvula de seguridad.	Falla en el sello.	
D	Purga.	Alto contenido de lodos.	
D	Verificación de la temperatura del agua de alimentación de la caldera.	Temperatura ambiente del agua de alimentación.	
D	Inspección visual del color de la llama.	Bien, color azul.	

Figura 92. Formato de mantenimiento trimestral hoja 1.



PROGRAMA PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA CALDERAS			
ENCARGADO:		FECHA:	
EMPRESA:		REVISO:	
			
DISPOSITIVO	Caldera Piro-tubular		
UBICACIÓN	Laboratorio Sistemas Térmicos Ing. Mecánica UIS		
FABRICANTE	Colmaquinas	No Serie	
CAPACIDAD	20 BHP	PRESIÓN DE DISEÑO	150 PSI
MANTENIMIENTO TRIMESTRAL			
ELEMENTO		OBSERVACIONES	
Limpiar internamente los tubos utilizando cepillo de alambre.		Sin limpieza anterior.	
Estado de los impeler.		Excelente.	
Lavado interno del cuerpo mediante chorros de agua a presión.		Alta acumulación de sedimentos	
Si se presentan excesivas incrustaciones, corrosión realizar tratamiento químico.		Alta corrosión, sin tratamiento.	
Revisión del refractario si se presentan grietas, tapanlas con cemento refractario.		Sin recuperación de refractario.	
Revisión de la existencia de puntos calientes de ser así revisar aislante térmico		Bien.	
Limpiar el sensor de llama.		Bien.	
Revisión del estado operativo de la bomba de alimentación, ventilador y motores, -Bomba mantenimiento * Cambio de rodamientos , limpiar los impulsores. Cambio de cordón plomaginado -Ventilador *Limpieza rotor del ventilador, Estado de la correa de transmisión.		Alineación de rodets de la bomba, cambio de rodamientos y empaques, se lavó y limpió la corrosión, se pintó. Ajuste de correa del ventilador, lubricación de chumaceras, limpieza.	
Comprobación del funcionamiento del control de arranque y parada y alarmas de la bomba de alimentación (por alto y bajo nivel. McDonnell).		Correcto.	
Revisión del nivel de agua en la caldera, tanque de agua de alimentación, o desaireador.		Válvula de control de nivel cerrada, se abrió.	
Verificación de presión y temperatura de salida de vapor de la caldera.		Bien.	
Verificación de alarmas.		Correcto.	

Figura 93. Formato de mantenimiento trimestral hoja 2.

PROGRAMA PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA CALDERAS			
ENCARGADO:		FECHA:	
EMPRESA:		REVISO:	
			
DISPOSITIVO	Caldera Piro-tubular		
UBICACION	Laboratorio Sistemas Térmicos Ing. Mecánica UIS		
FABRICANTE	Colmaquinas	No Serie	
CAPACIDAD	20 BHP	PRESION DE DISEÑO	150 PSI
MANTENIMIENTO TRIMESTRAL			
ELEMENTO		OBSERVACIONES	
Medición y registro de los parámetros del agua de alimentación y caldera (Dureza, Alcalinidad, TDS, Oxígeno Disuelto, PH, entre otros). Comparar con los valores de referencia establecidos en los parámetros de control y tomar los correctivos en caso que se requiera.		Sin análisis de agua. Pendiente.	
Desarmar el mezclador de gas -aire y limpiar los conductos internos		Realizado.	
Purga de lodos		Realizado.	
Comprobación de las paradas de emergencias o defectos en los procesos		Realizado.	
Se retira el sensor de llama en operación de la caldera obstruyendo el lento lo que debe llevar a que la caldera se apague		Correcto.	
Accionar manual mente la válvula de seguridad		Realizado. No sella bien después de accionarla.	
Desconectar en el proceso de arranque el electrodo dando como resultado el no encendido de la caldera		Realizado.	
Accionar manual mente el control del McDonnell para muy bajo nivel (encendiendo la bomba) y apagado la caldera.		Correcto.	
OBSERVACIONES GENERALES			
Se presenta problemas en el arranque de la caldera, algunas veces enciende normalmente pero otras simplemente no enciende.			
FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR	

Figura 94. Formato de mantenimiento anual.

PROGRAMA PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA CALDERAS				
ENCARGADO:		FECHA:		
EMPRESA:		REVISO:		
DISPOSITIVO	Caldera Pirotubular			
UBICACION	Laboratorio Sistemas Térmicos Ing. Mecánica UIS			
FABRICANTE	Colmaquinas	No Serie		
CAPACIDAD	20 BHP	PRESION DE DISEÑO	150 PSI	
MANTENIMIENTO ANUAL				
ELEMENTO			OBSERVACIONES	
Limpieza externa de ser necesario aplicar pintura adecuada.			Se retiraron elementos ajenos a la caldera que obstaculizaban su espacio.	
Cambio del cristal de nivel y de empaquetadura.			Limpieza del cristal.	
Inspección y ajuste del manómetro principal			Ajustado.	
Revisar y ajustar las válvulas de seguridad			Ajustadas.	
Destapar suavizador para efectuar una limpieza interna.			Realizado. Se encontraba muy sucio.	
Destapar el tanque de condensado para efectuar una limpieza interna.			Pendiente.	
Desarmar el sistema de control de nivel (McDonnell) limpiarlo y hacer las reparaciones necesarias. Reemplazarlos si es necesario.			Realizado. Ajustados todos sus terminales eléctricos.	
Realizar prueba hidrostática.			Realizada. No aprobada.	
OBSERVACIONES GENERALES				
La caldera presenta fuga de agua en el interior producto de uno o varios tubos rotos, no fue posible determinar con exactitud debido a que solo se presenta cuando <u>esta</u> caliente.				
FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR		

7. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL POR PLC.

7.1. GENERALIDADES DEL PLC.

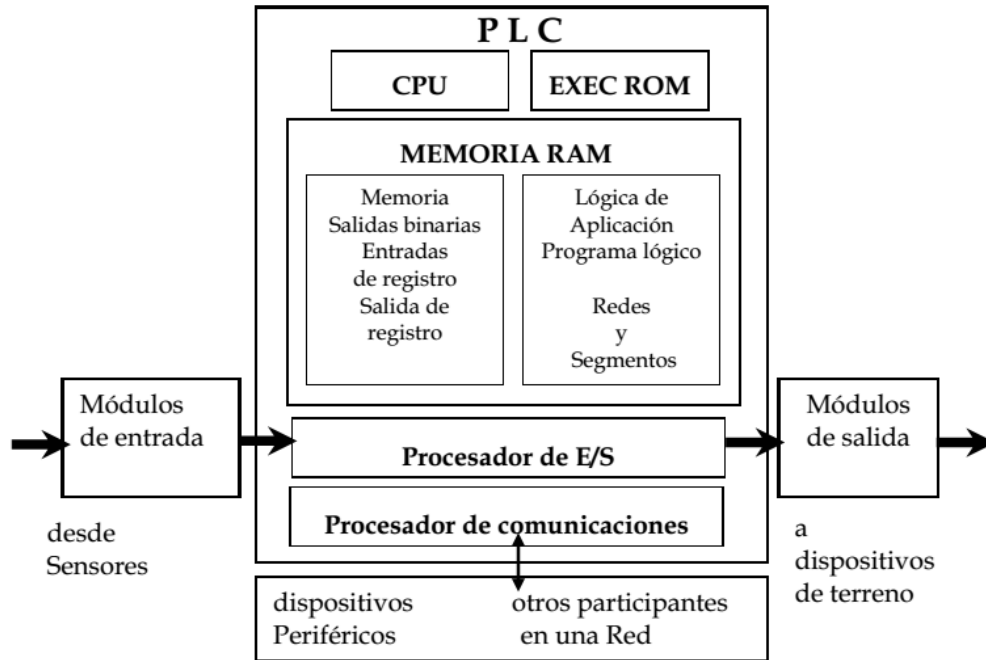
El PLC utilizado corresponde a un S7-1212C DC/DC/DC especificado en el Anexo M, sin embargo en términos generales los PLC tienen la misma arquitectura la cual se describe a continuación.

El Controlador Lógico Programable (Programmable Logic Controller, PLC), es un dispositivo digital utilizado para el control de máquinas y operación de procesos. Según lo define la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos de los Estados Unidos (National Electrical Manufacturers Association, NEMA), se trata de “Un aparato digital electrónico operado digitalmente, con una memoria programable para el almacenamiento interno de instrucciones, permitiendo la implementación de funciones específicas tales como lógica y aritmética, secuencias o lotes (Batch), registro, temporizado, conteo, control ON/OFF o control regulatorio con el objeto de controlar máquinas y procesos”. Cada controlador programable requiere de unidades básicas para realizar su función como tal, la figura 95 muestra la arquitectura de un PLC.

Estas son:

- Unidad procesadora.
- Unidad de memoria.
- Unidad procesadora de entrada/salida.
- Unidad procesadora de comunicaciones.
- Fuente de poder.

Figura 95. Arquitectura de un PLC.

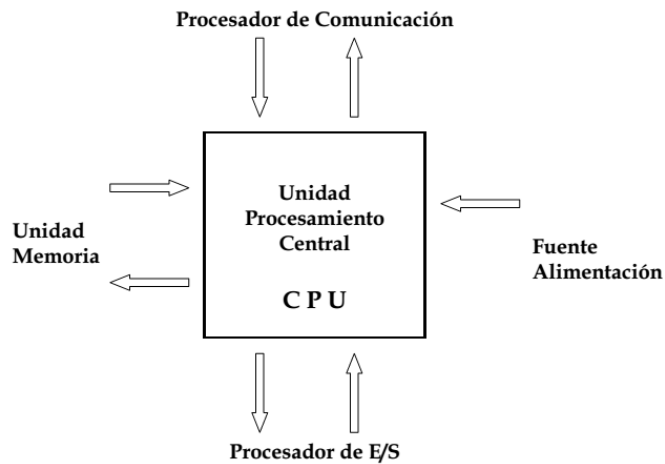


Fuente: AUTÓMATAS PROGRAMABLES Y CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES [en línea]. <http://es.scribd.com/doc/37776541/Plc>

7.1.1. Unidad central de proceso (CPU).

La CPU (**C**entral **P**rocessing **U**nity) de un PLC, es la responsable de la ejecución del programa desarrollado por el usuario. Coordina todas las funciones o recursos de los distintos procesadores periféricos, como ser procesador de E/S, procesador de comunicaciones, unidad de memoria y fuentes de alimentación. En la figura 96 se muestra la unidad de procesamiento CPU y su relación con los demás componentes en el PLC.

Figura 96. Unidad de procesamiento CPU.



Fuente: AUTÓMATAS PROGRAMABLES Y CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES [en línea]. <http://es.scribd.com/doc/37776541/Plc>

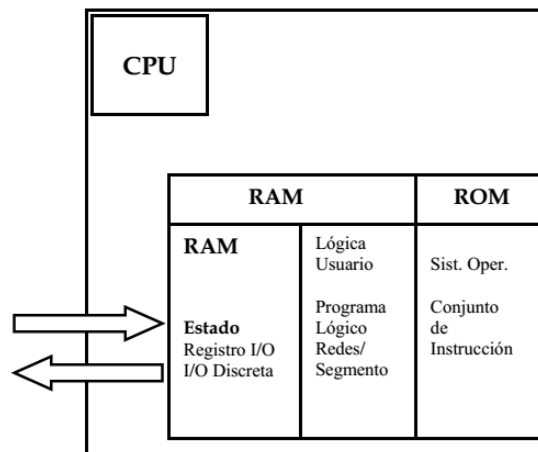
7.1.2. Unidad de memoria.

Todos los datos que el PLC maneja, su sistema operativo, el programa de aplicación, la tabla de estado de las E/S, etc., se almacenan en la memoria. La unidad de memoria se compone de dos partes, una memoria RAM (Random Access Memory, Memoria de Acceso Aleatorio) y una memoria ROM (Random Only Memory, Memoria de solo lectura) Figura 97.

En la memoria ROM se almacena el programa ejecutivo o sistema operativo, el cual es una parte fija integrante del PLC. Este debe permanecer inalterable a través del tiempo y ante falla de alimentación del equipo. La memoria RAM almacena la configuración del sistema, la aplicación, los datos calculados y los prefijados. Le permite al programa de aplicación permanecer estable durante el funcionamiento del equipo, pero también puede ser alterado fácilmente para la eliminación de errores de un programa o para programar el

PLC en una nueva aplicación. La memoria RAM se divide de la siguiente forma: - **RAM de estado (State Ram)**: Almacena todos los datos o valores de las variables programadas y configurables. - **RAM de usuario (User Logic)**: Contiene todo el programa de aplicación.

Figura 97. Unidad de memoria y sus componentes.



Fuente: AUTÓMATAS PROGRAMABLES Y CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES [en línea]. <http://es.scribd.com/doc/37776541/Plc>

7.1.3. Procesador de entradas y salidas (e/s).

El procesador de E/S es la unidad encargada de administrar el flujo de datos de lectura desde las celdas de entrada hacia la unidad central de procesamiento o CPU, y los datos de escritura desde la CPU hacia las celdas de salida, es decir realiza la interfaz entre la CPU y las celdas que contienen los módulos de E/S, ya sean éstos locales o remotos. Celda es un conjunto de módulos que permiten canalizar un número variado y definido de señales analógicas desde los dispositivos de terreno hacia el PLC. Estas celdas

pueden ubicarse en forma local o remota, dependiendo del modelo del PLC. En el procesamiento de E/S, se controla el flujo de señales que va desde los módulos de entrada a la memoria de señal y proporciona una ruta de acceso mediante la cual se envían las señales de salida desde el ciclo lógico de la CPU a los módulos de salida.

7.1.4. Unidad procesadora de comunicaciones.

La unidad procesadora de comunicaciones proporciona una o varias interfases para las puertas E/S. Estas interfases permiten al controlador comunicarse con los paneles de programación, equipos de programación, herramientas de diagnóstico portátiles y otros dispositivos principales, así como con controladores adicionales y otros participantes de una red (Modbus o Modbus Plus).

7.1.5. Fuente de alimentación.

Es la unidad encargada de suministrar los voltajes requeridos por la CPU, tarjetas especiales, procesadores periféricos y los módulos de entrada y salida local.

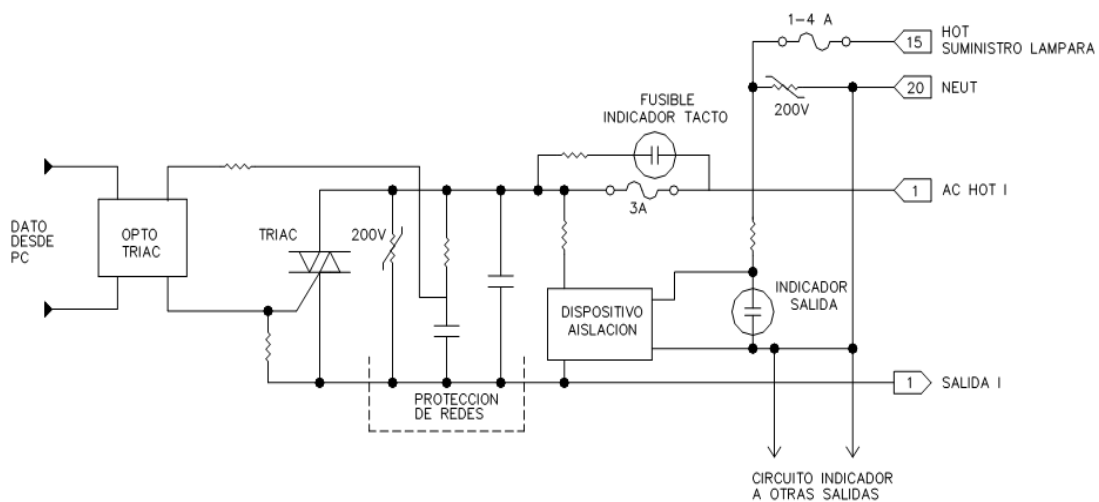
7.2. MÓDULOS DE ENTRADA Y SALIDA (E/S).

Los módulos de entrada y salida son los elementos del PLC que lo vinculan al mundo real. Los módulos son cableados directamente a los sensores en terreno, siendo transferidos al PLC a través de un bus de datos y de esta forma implementando un sistema de control. Para el PLC todas las señales son eléctricas, por lo cual se deben utilizar transductores de diversos tipos:

- Interruptores de presión (presóstatos).
- Interruptores de posición.
- Transmisores de caudal, presión o humedad.
- Etc.

Los módulos de entrada/salida están diseñados para trabajar bajo condiciones industriales severas y seguridad, por lo que disponen de aislación por medio de opto acopladores entre las etapas de alta y baja tensión. La configuración típica de aislación óptica que presentan los módulos de E/S se muestra en la figura 98.

Figura 98. Aislación óptica típica en módulos E/S.



Fuente: AUTÓMATAS PROGRAMABLES Y CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES [en línea]. <http://es.scribd.com/doc/37776541/Plc>

7.3. MÓDULOS DE ENTRADA.

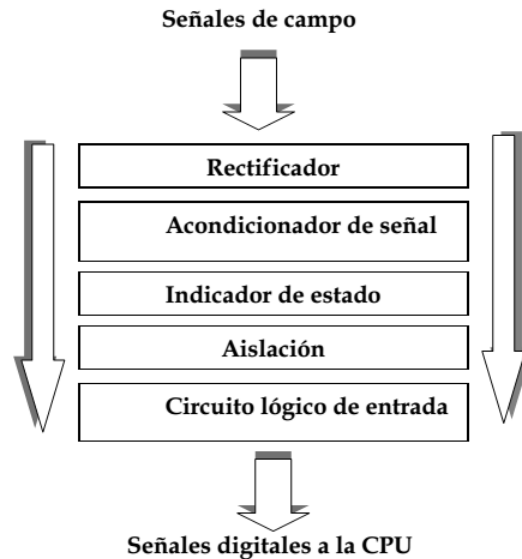
Los módulos de entrada reciben las señales desde los sensores de terreno y las adaptan para que la CPU las reconozca. Estas señales son optoaisladas y convertidas en niveles de voltaje adecuados para actualizar la RAM de estado del PLC.

7.3.1. Módulos de Entrada Digital.

Los módulos de entrada digital, también llamados discretos, lógicos u “on-off”, pueden tomar solo dos estados. La estructura típica de una entrada digital puede separarse en varios bloques por donde pasará la señal, hasta convertirse en un 0 ó un 1 para la CPU, Figura 99. Estos bloques son:

- **Rectificador:** En el caso de una entrada de corriente alterna, convierte la señal en continua. En el caso de una señal de corriente continua, limita o impide daños por inversión de polaridad.
- **Acondicionador de Señal:** Elimina ruidos eléctricos, detecta los niveles de señal para los que conmuta el estado lógico (umbral on / off), y lleva la tensión al nivel manejada por la CPU.
- **Indicador de Estado:** En general se dispone de un indicador luminoso por canal, que está encendido mientras exista tensión en la entrada, y apagado en caso contrario.
- **Aislación:** Las entradas de la mayor parte de los PLC's son optoaisladas para que, en caso de sobretensiones externas, el daño causado no afecte más que ese punto sin perjudicar el resto de la tarjeta ni propagarse al resto del PLC.
- **Circuito Lógico de Entrada:** Es el encargado de informar a la CPU el estado de la entrada cuando ésta la interroga.

Figura 99. Diagrama en bloques de una entrada discreta.



Fuente: AUTÓMATAS PROGRAMABLES Y CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES [en línea]. <http://es.scribd.com/doc/37776541/Plc>

7.3.2. Módulos de Entrada Análoga.

Convierten señales provenientes desde terreno de dispositivos tales como transmisores de presión, nivel, temperatura, o sensores de paso, a datos numéricos para que puedan ser usados por el PLC. La principal tarea de una tarjeta de entrada análoga es la de convertir un valor analógico en un número de formato binario, por medio de un conversor A/D.

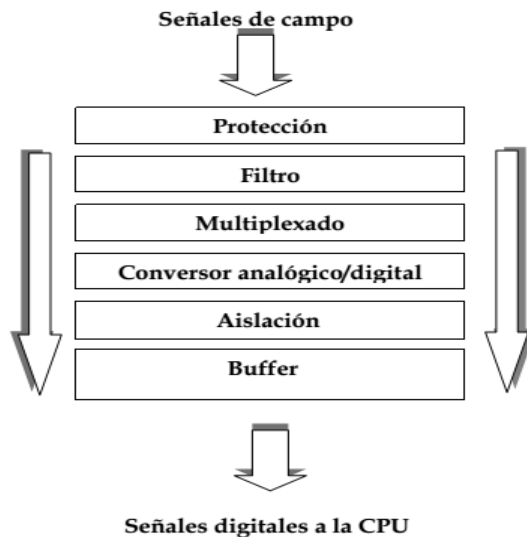
En la estructura típica de una entrada analógica se pueden distinguir las siguientes partes básicas como se muestra en la figura.

- **Protección:** Impide daños al módulo y el resto del PLC por conexión con polaridad invertida o fuera del rango permitido.
- **Filtro Analógico:** Elimina posibles ruidos provenientes de la instalación. Básicamente consiste en un filtro pasa bajos, que permite

que las señales de baja frecuencia lleguen al convertor A/D, evitando el paso de las señales de alta frecuencia. Este filtro es necesario, ya que en caso contrario podrían aparecer señales de alta frecuencia enmascaradas como señales de baja frecuencia.

- **Multiplexado:** Esta etapa consiste en un selector que transfiere un canal de entrada por vez al convertor A/D.
- **Convertor A/D:** Es el encargado de transformar la señal analógica en un número binario interpretable por la CPU.
- **Aislación:** En algunos equipos se dispone de optoaisladores luego del convertor A/D, para aislar la CPU del campo.
- **Buffer:** Memoria donde se almacenan los valores que provienen del convertor, mientras éste opera sobre los demás canales, donde la CPU lee los valores numéricos convertidos.

Figura 100. Diagrama en bloque.



Fuente: AUTÓMATAS PROGRAMABLES Y CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES [en línea]. <http://es.scribd.com/doc/37776541/Plc>

7.4. MÓDULOS DE SALIDA.

Los módulos de salida reciben las señales lógicas desde la RAM de estado del controlador, optoaisladas las señales son convertidas a niveles de corriente o voltaje adecuados para activar dispositivos en terreno o desplegar indicación en los paneles de la planta.

7.4.1. Módulos de Salida Discreta.

Convierten los niveles lógicos calculados por el controlador en señales de salida para dispositivos tales como relés, lámparas, solenoides electroválvulas, etc. Los puntos de salida de tensión alterna se activan en el instante que la curva (sinusoidal) de voltaje pasa por cero, con lo que se evita que se desarrolle energía en el elemento (triac, relé o transistor) al ser conmutado.

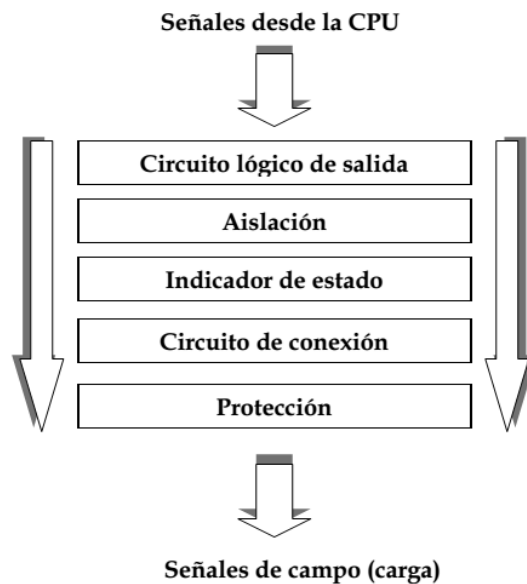
La estructura típica de una salida discreta puede separarse en varios bloques por donde pasará la señal, hasta convertirse en una señal de campo Figura 101. Estos bloques son:

- **Circuito lógico de salida:** Es el receptor de la información enviada por la CPU.
- **Aislación:** Las salidas de la mayor parte de los PLCs son optoaisladas para que, en caso de sobretensiones externas, el daño causado no afecte más que ese punto sin perjudicar el resto de la tarjeta ni propagarse al resto del PLC.
- **Indicador de Estado:** Generalmente se utiliza un indicador de estado por canal, que se enciende cuando la salida está cerrada, y se apaga cuando está abierta. Un indicador adicional señala el correcto funcionamiento de

la tarjeta, permaneciendo encendido si la tarjeta y su comunicación con la CPU no presentan fallas.

- **Circuito de conexión:** Es el elemento de salida a campo, que maneja la carga conectada por el usuario, los cuales pueden ser salidas por transistor, triac o por relé.
- **Protección:** Puede consistir en un fusible en serie con los contactos de salida, una protección electrónica por sobrecarga, o circuitos RC (resistivos-capacitivos) para eliminar picos generados por la naturaleza de la carga, en caso de que ésta sea inductiva y la alimentación sea en corriente continua.

Figura 101. Diagrama en bloques de una salida digital.



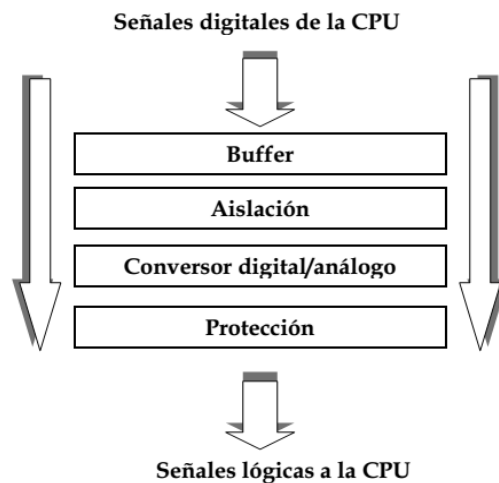
Fuente: AUTÓMATAS PROGRAMABLES Y CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES [en línea]. <http://es.scribd.com/doc/37776541/Plc>

7.4.2. Módulos de Salida Análoga.

El módulo realiza una conversión digital/análoga, donde proporciona una señal análoga al dispositivo de terreno, la que es proporcional al valor digital o numérico que ha generado el controlador, Figura 102. La estructura de una salida analógica puede distinguir los siguientes bloques:

- **Buffer:** Memoria donde la CPU escribe los valores binarios a convertir por el conversor, mientras éste opera sobre los demás canales.
- **Aislación:** Optoaislación para separar la CPU del campo.
- **Conversor D/A:** Es el encargado de transformar el número binario enviado por la CPU en una señal analógica.
- **Protección:** Se encarga de impedir daños al módulo por conexión con polaridad invertida o fuera del rango permitido.

Figura 102. Diagrama en bloques de una salida analógica.



Fuente: AUTÓMATAS PROGRAMABLES Y CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES [en línea]. <http://es.scribd.com/doc/37776541/Plc>

7.5. ACONDICIONAMIENTO CIRCUITO ELÉCTRICO.

El PLC necesita de unas conexiones las cuales corresponden a las señales de entrada y de salida necesarias para poder realizar el control de la caldera.

7.5.1. Conexiones eléctricas.

Para minimizar el trabajo eléctrico, se aprovechan las conexiones ya instaladas para el programador Fireye sin hacer modificaciones en la instalación. Se tomaron las señales que llegan al programador por medio de una serie de contactos, se construyó una base similar a la del Fireye de tal forma que solo es retirar el controlador antiguo y colocar la nueva base de contactores que corresponde a la conexión del PLC. A continuación se muestra la base construida, Figura 103.

Figura 103. Sistema de contactos.



El diseño de esta base permite utilizar tanto el controlador PLC como el Fireye con tan solo retirar el que esté instalado por el otro.

Sin embargo para poder implementar el PLC, el principal inconveniente es la caracterización del sensor ultravioleta encargado de detectar la llama, por la complejidad de este, se decide utilizar un sensor de sulfuro de cadmio marca Honeywell 130367 VT 636 del que se disponía.

El detector de llama de sulfuro de cadmio es de material photo conductor sensible a la luz y permite transmitir una señal eléctrica. El sulfuro de cadmio tiene una alta resistencia al paso de la corriente eléctrica, en la oscuridad y bien baja en luz visible por lo que la corriente puede circular. Por tanto, actúa como una resistencia variable dependiendo de la intensidad luminosa.

Esta fotocelda reacciona con cualquier luminosidad comprendida dentro del rango de la luz visible incluyendo luz diurna y luces artificiales. Su mayor campo de aplicación se tiene en quemadores de aceite combustible y en quemadores de gas muy poco, debido a que la llama de gas emite muy poca luz visible.

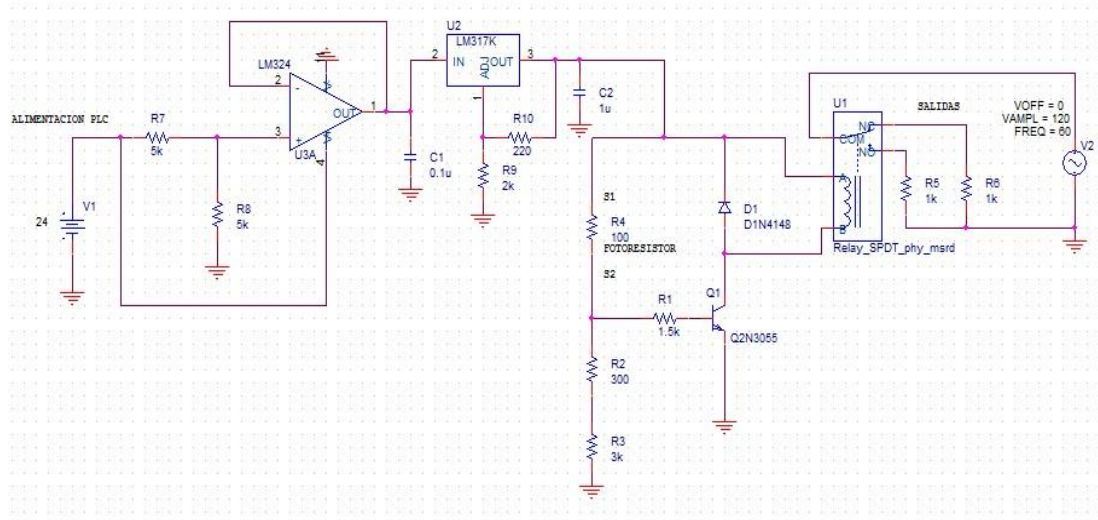
Cuando se la usa en quemadores de gas se la ubica orientando su visión a la parte de la llama donde la combustión es incompleta (exceso de combustible) pero no es recomendable. Al utilizar esta fotocelda se deben cumplir con ciertos requerimientos prácticos.

- La llama debe ser vista directamente.
- Debe ser protegida a luces externas o ambientales.
- Debe tener temperaturas menores a 60°C.
- Asegúrese que el movimiento, blindaje o radiación de superficies de metal cercano no afecte el funcionamiento de la celda.

Para implementar el nuevo sensor de llama es necesario acondicionar la señal a un circuito. Figura 104

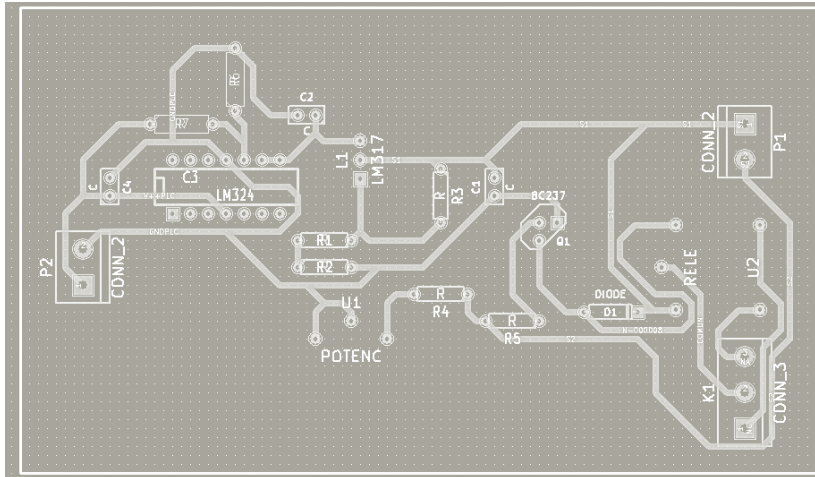
En primer lugar, se realiza el diseño del circuito el cual tiene una alimentación a 24 VCC tomada de la fuente del PLC, mientras el sensor este en oscuridad, tendrá una resistencia alta restando intensidad de base por el transistor, de manera que este entra en corte. En esta situación el transistor presenta gran resistencia entre colector y emisor, quedándose con toda la tensión de alimentación. Cuando el sensor de llama detecta luminosidad, su resistencia disminuye aumentando la intensidad de base por el transistor, hasta que este llega a saturación. En ese momento la tensión colector-emisor del transistor es muy pequeña, de manera que toda la tensión de alimentación activa el relé para dar paso a la señal de entrada hacia el PLC. El circuito además cuenta con un potenciómetro para ajustar la sensibilidad del sensor.

Figura 104. Diseño circuito de sensor Honeywell.



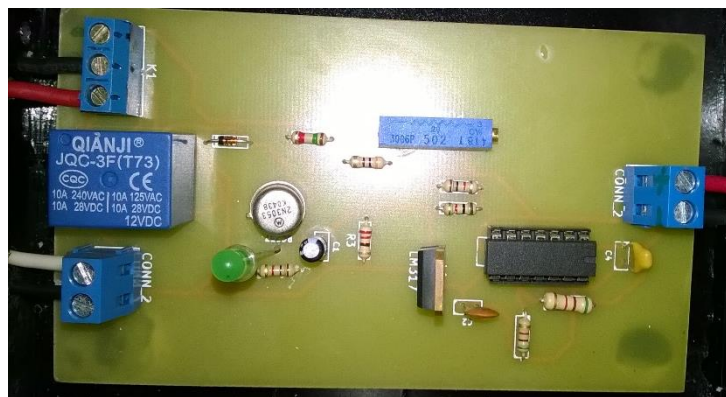
Se muestra a continuación la imagen del diseño del circuito a quemar, realizado en el programa KiCad.

Figura 105. Circuito para baquelita.



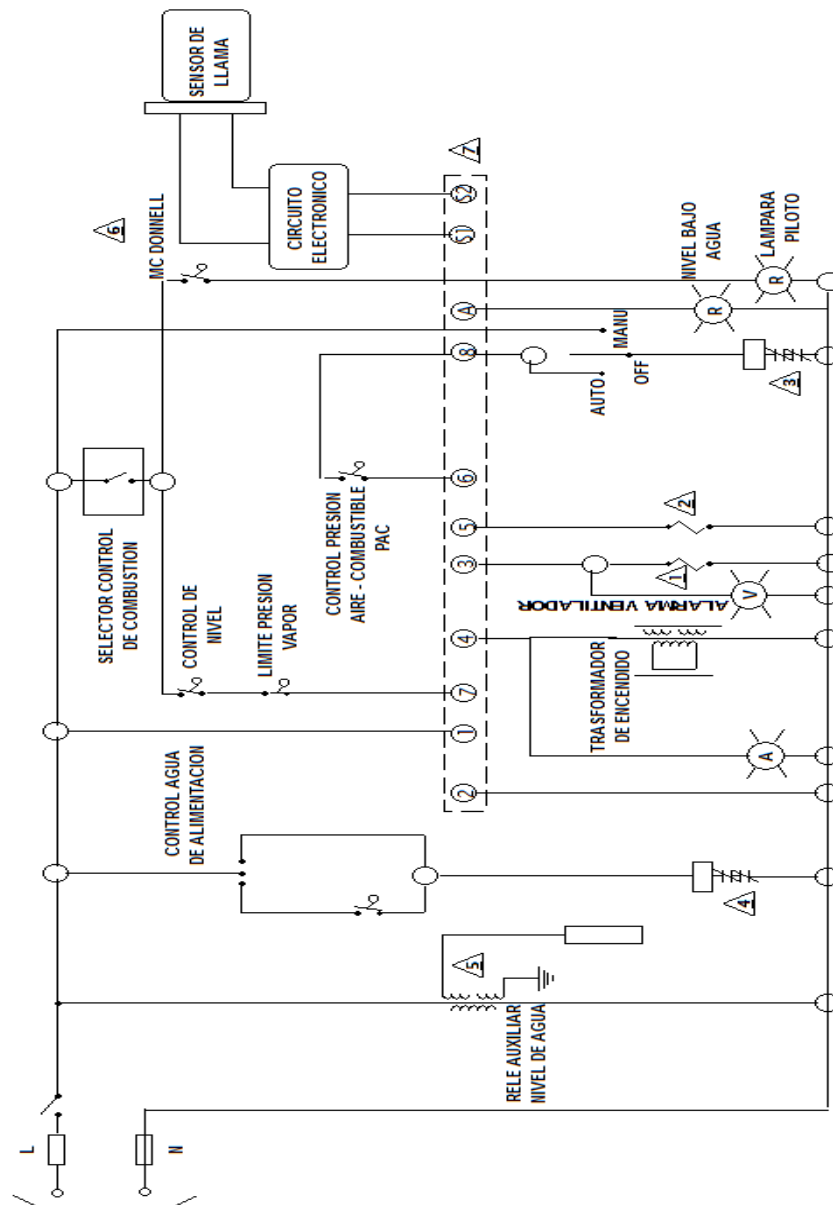
Con el circuito quemado, se procedió a soldar los componentes electrónicos.

Figura 106. Vista del circuito final.



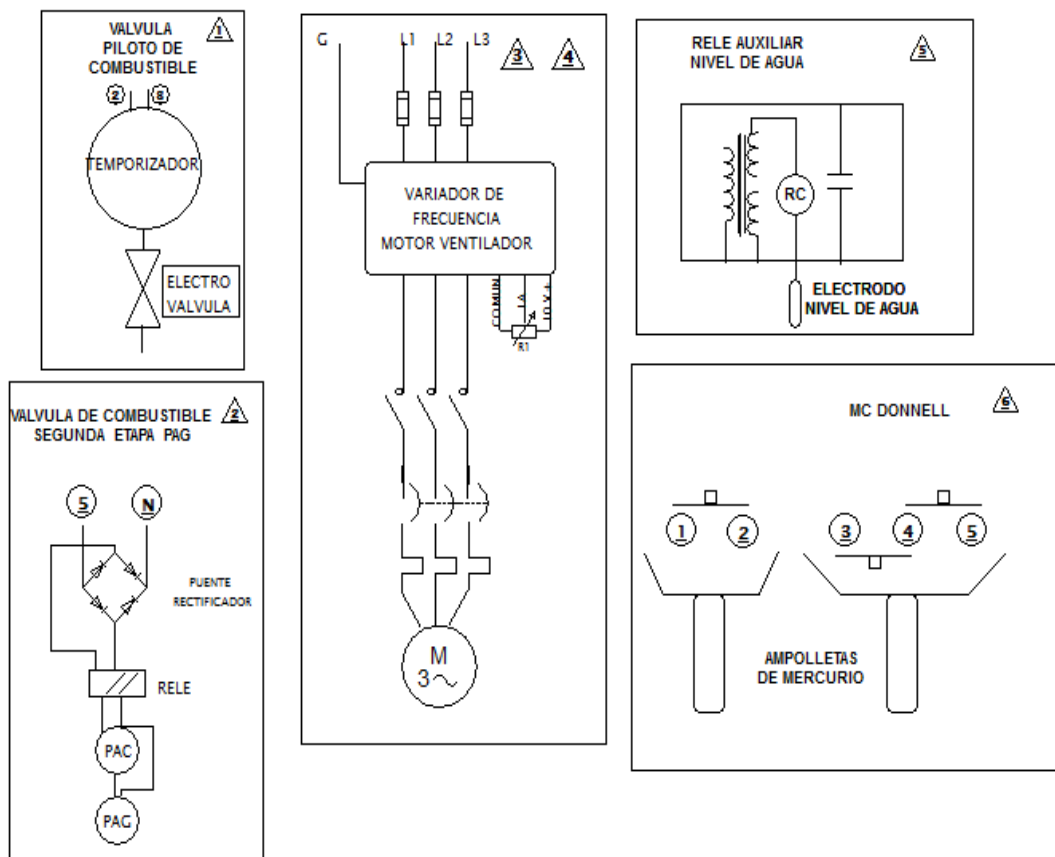
Se muestra a continuación el circuito eléctrico de la caldera realizado en el programa de diseño ProfiCAD, el cual es el mismo del Fireye con una ligera modificación donde se incluye el circuito impreso para el sensor de llama.

Figura 107. Plano eléctrico.



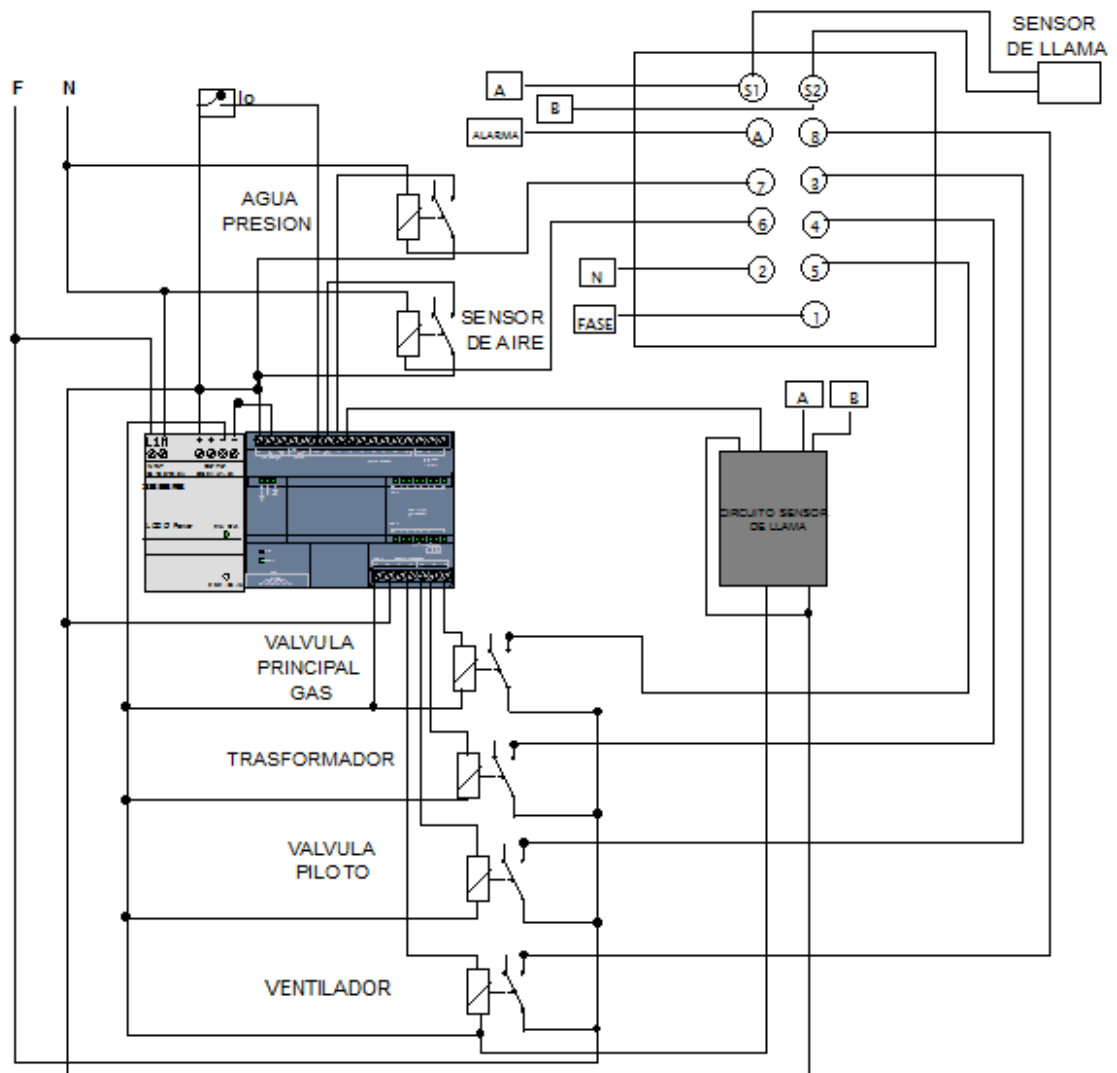
Para complementar el plano eléctrico, se detalla a continuación otras conexiones que lo componen, el número 1, corresponde a la señal que activa la electroválvula de gas piloto; 2, válvula principal de combustible; 3 y 4 son la conexión de los variadores la cual es igual, uno para la bomba y otro para el ventilador; 5 un relé auxiliar de nivel de agua y 6 el contactor para el McDonnell.

Figura 108. Detalles plano eléctrico.



La figura 98, muestra con detalle la conexión eléctrica que se realizó para adaptar el PLC al módulo de señales del Fireye, puesto que el PLC del que se disponía era de entradas y salidas de 24 VCC, fue necesario incluir relés para poder manejar el voltaje de 110VCA de las señales a controlar.

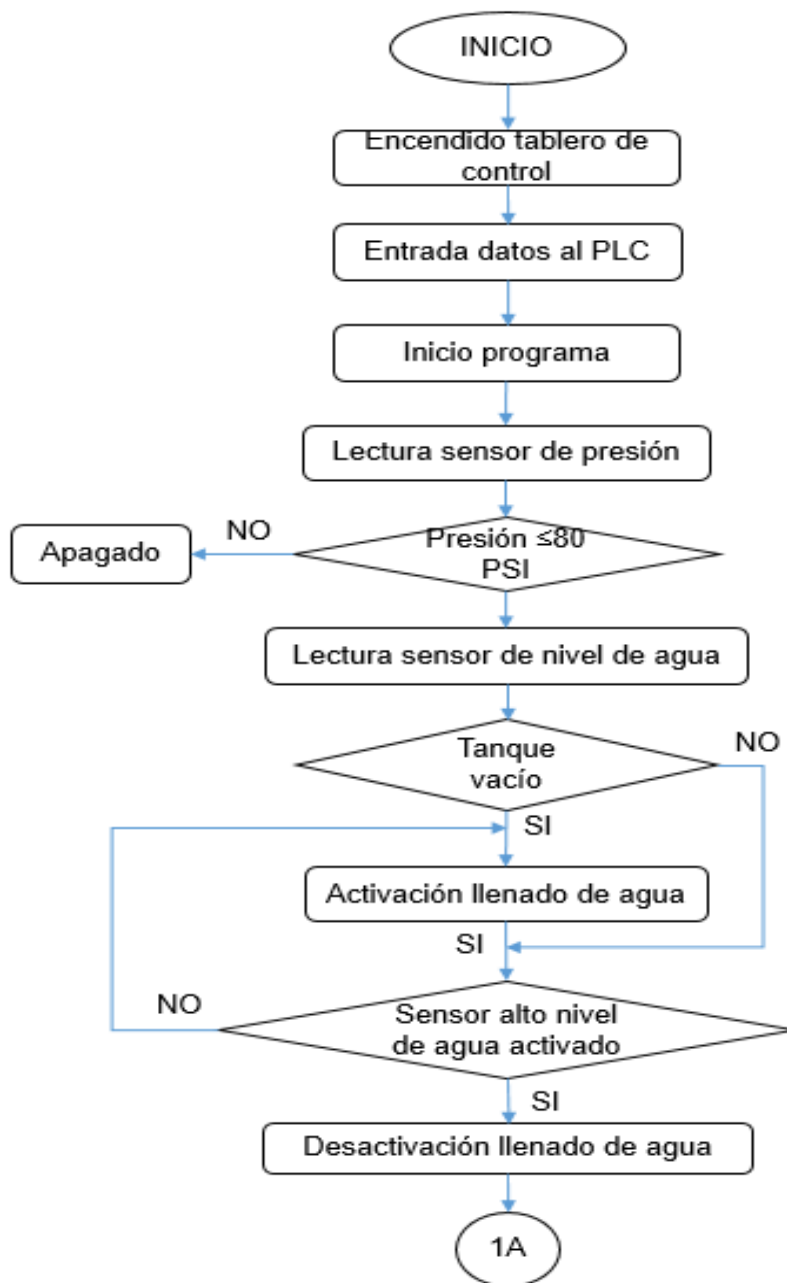
Figura 109. Conexión eléctrica del PLC.

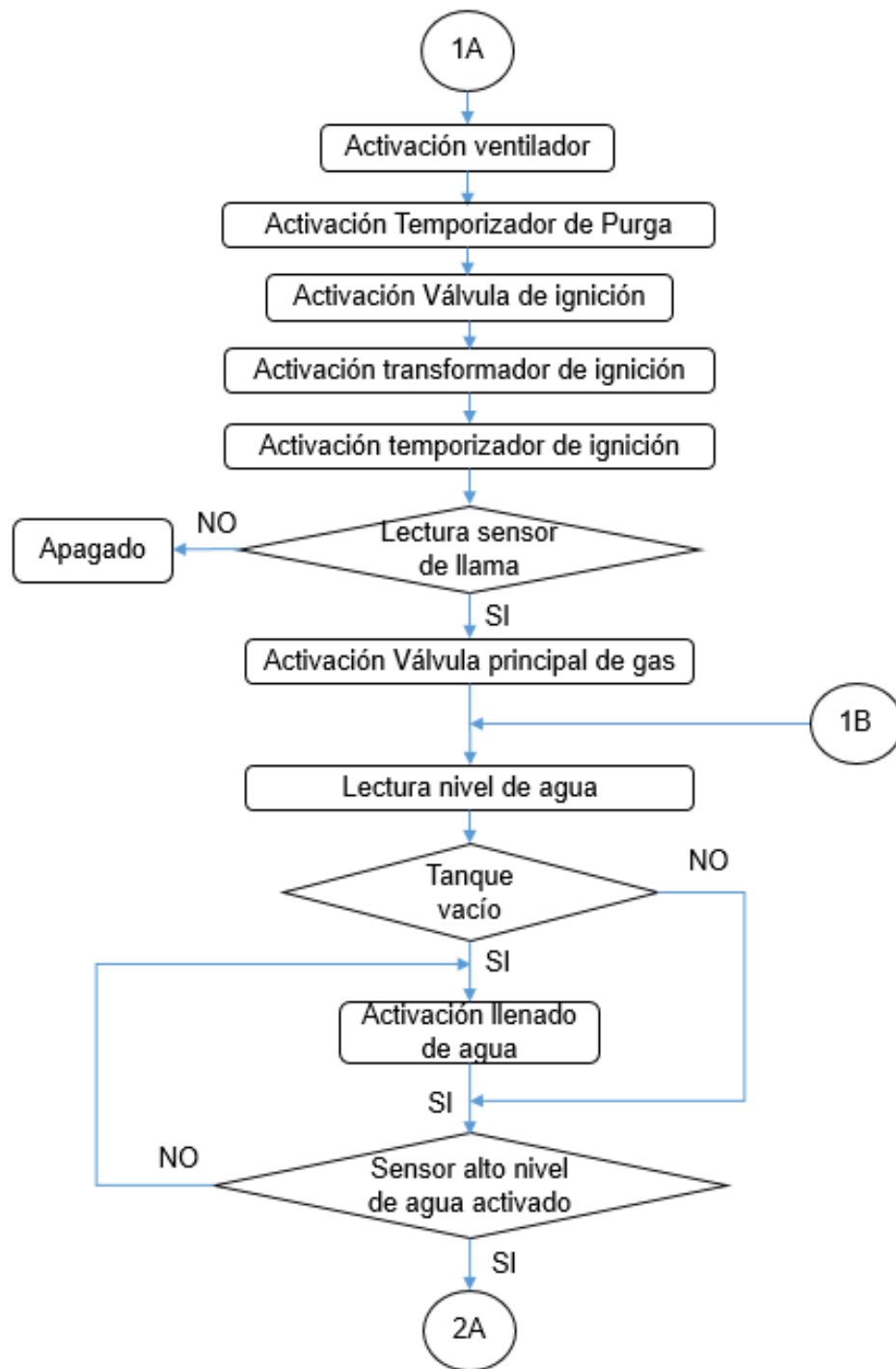


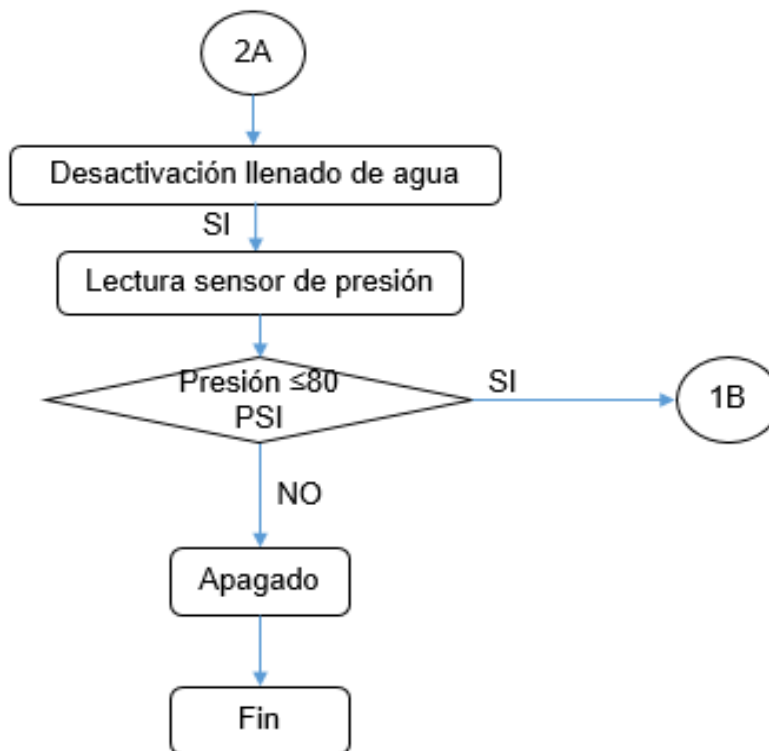
La figura 99 muestra el diagrama que corresponde a la secuencia lógica que hace el PLC, con las respectivas señales a controlar.

7.6. DISEÑO DEL PROGRAMA PARA EL PLC.

Figura 110. Diagrama de flujo encendido y operación.







Código PLC para el control ON-OFF de la caldera.

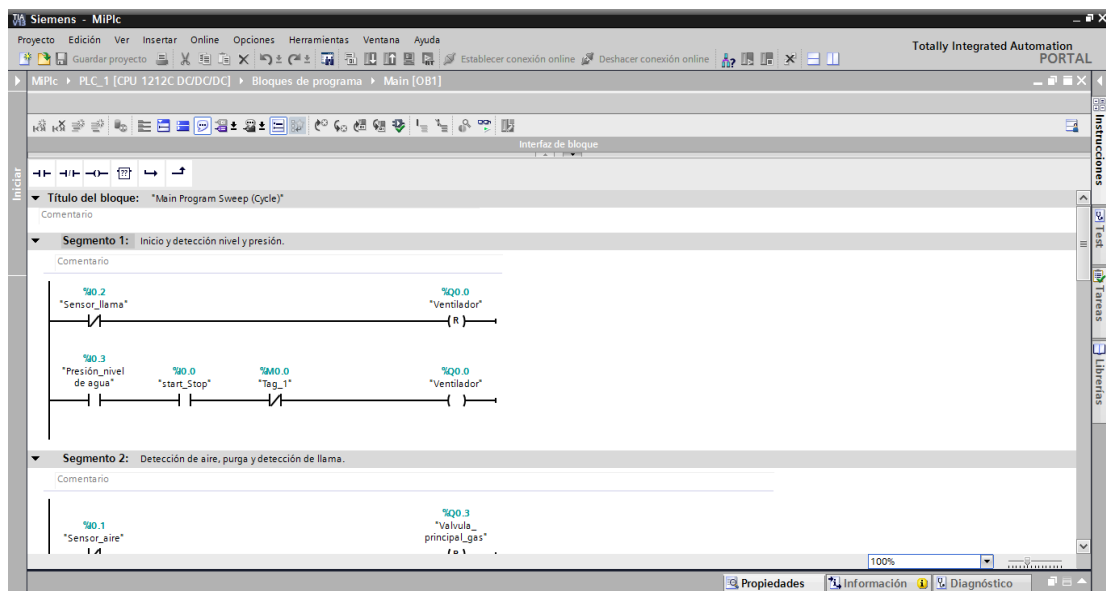
El código para la programación del PLC de desarrollo en el programa TIA Portal V13 Anexo N, consta de tres segmentos los cuales son:

- Inicio y detección de nivel y presión de agua.
- Detección de aire, purga y detección de llama.
- Condiciones de apagado.

Segmento 1: consta de dos líneas de programación; la primera es una condición de inicio donde si no hay llama, el ventilador está en reset, es decir apagado.

La segunda línea, corresponde a las tres señales que debe verificar el sistema para iniciar la secuencia correspondiente a la entrada Q-0.3, una entrada Q-0.0 la cual es el interruptor en el tablero llamado Start, con el cual se da inicio, y una tercera variable en la "Global memory" del programa, la cual cumple la función de un interruptor virtual para apagar el ventilador.

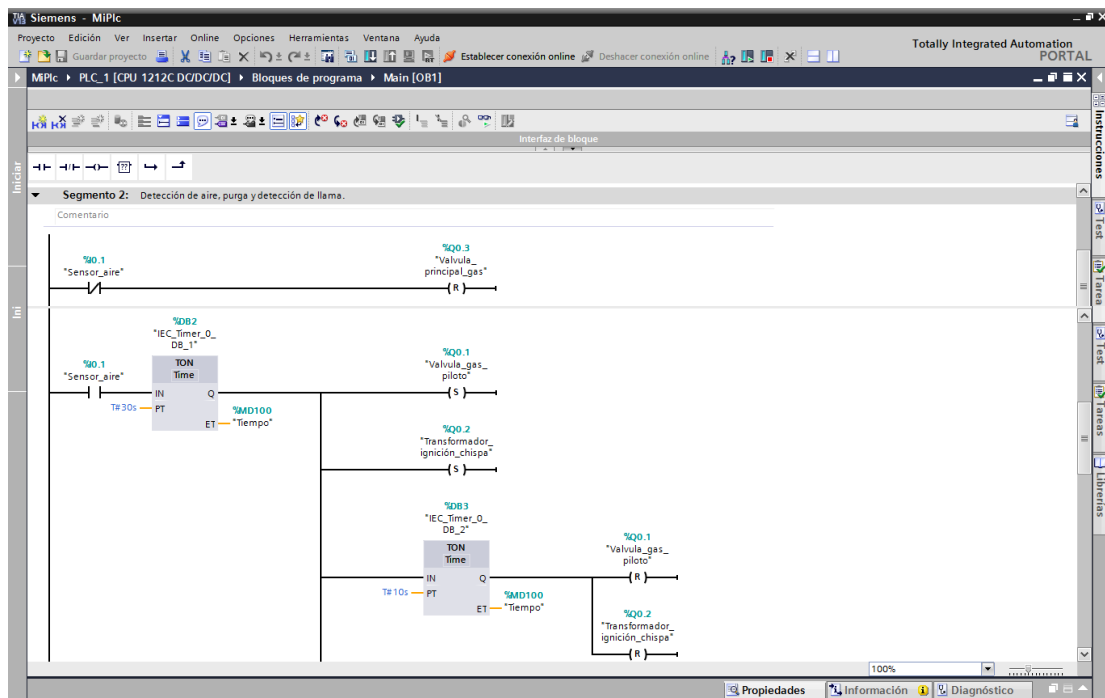
Figura 111. Segmento 1 de programación.



Segmento 2: en este segmento se encuentran dos líneas de programación, la primera es la de detección de aire con entrada I-0.1, la cual tiene un contacto cerrado para mantener cerrada la válvula principal de gas, si no recibe la señal de presión de aire, en caso contrario, simplemente abre el contacto para que el la válvula pueda ser activada posteriormente.

La segunda línea corresponde a la detección de llama. Cuando ha detectado presión de aire, el contacto se cierra y comienza los 30 segundos de purga de gases, al terminar, abre la válvula de gas piloto Q-0.1 junto con la el transformador de ignición Q-0.2; también se activa un contador de 10 segundos el cual es el encargado de resetear las salidas Q-0.1 y Q-0.2.

Figura 112. Detección de aire, activación gas piloto y chispa.

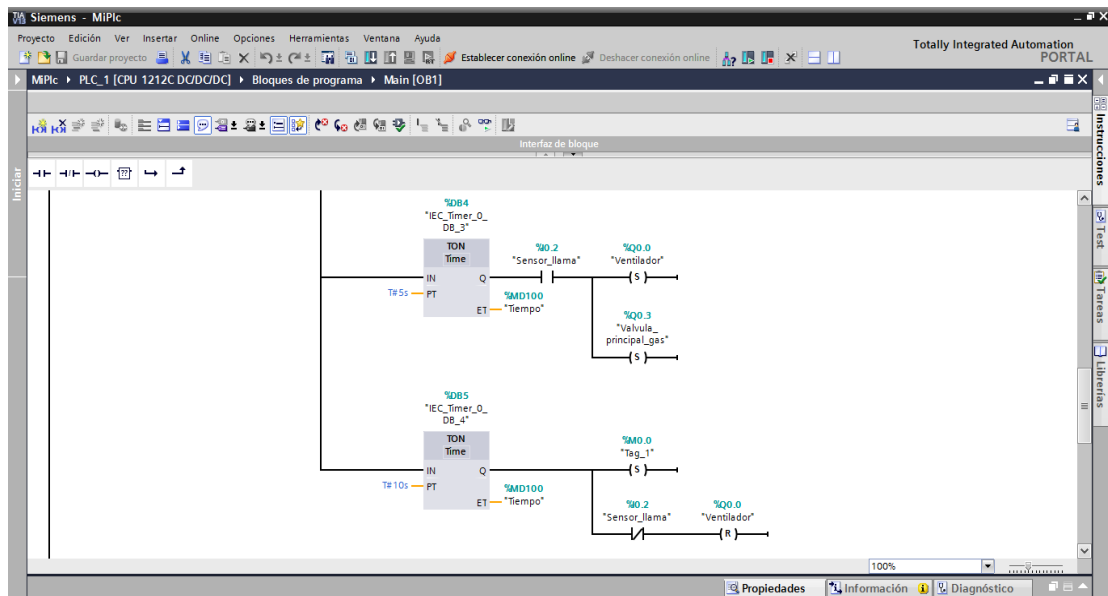


Continuando la secuencia se encuentran dos contadores más, los cuales se activan al tiempo que el contador de apagado del sistema piloto.

El primer contador nos muestra que pasados 5 segundos después de activar el sistema piloto, se inicia la detección de llama, si se detecta la señal I-0.2 el ventilador pasa a modo Set, es decir se mantiene activo y se abre la válvula principal de gas también en modo Set. Si no se detecta llama simplemente no se cierra el contacto y no se activa lo anteriormente dicho.

El segundo contador cumple la función en caso de no detectar llama, de apagar el ventilador al mismo tiempo en que se apaga el sistema piloto, en caso de existir la señal de llama, pasador los 10 segundos el contacto se abre y no permite que se resetee el ventilador.

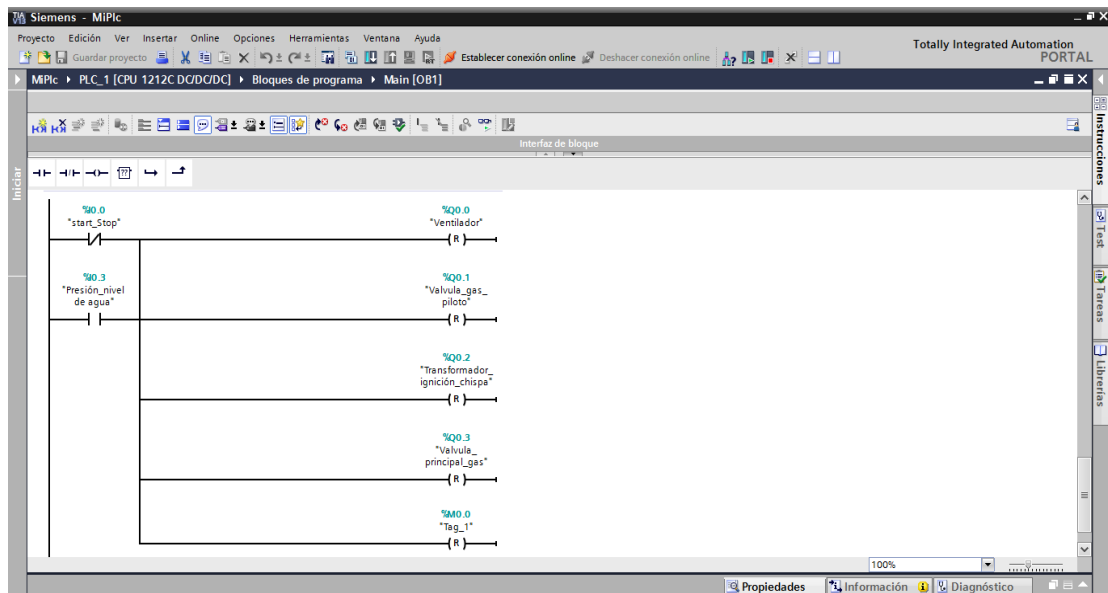
Figura 113. Detección de llama.



El último segmento corresponde a las condiciones de apagado de la caldera en condiciones normales de operación, las cuales son: por presión máxima y por bajo nivel de agua o simplemente porque se apaga manualmente por el interruptor Star.

Si la caldera apaga por la entrada I-0.3, presión o nivel de agua; esta inicia la secuencia de encendido una vez se cumplan las condiciones para que active esta entrada.

Figura 114. Condiciones de apagado.



7.7. OPERACIÓN CON EL CONTROLADOR PLC.

Secuencia de encendido y control por medio de PLC

La secuencia de encendido de la caldera y su control en operación proporcionada por el PLC es la misma que la dada por el Fireye. Por tanto la secuencia, asociando las entradas y salidas es la siguiente:

1. Al energizar el PLC en el tablero de control, se debe esperar 15 segundos aproximadamente para que el controlador cargue el programa.
2. Se cuenta con otro interruptor que corresponde a la entrada I_0 en el PLC, el cual tiene la función de indicar el inicio de secuencia de

encendido, finalizarla si se desea apagar la caldera o resetear la secuencia.

3. El sistema debe verificar tres señales para proseguir con la secuencia de encendido, estas señales son: control de nivel principal (Mc Donnell), control de nivel auxiliar (Sonda de nivel) y presión de vapor (Presóstato). estas señales son incorporadas por contactos conectados en serie a una entrada digital del PLC. Dicha entrada corresponde a la I_3.

En caso que se presente un bajo nivel de agua la bomba entrara en funcionamiento hasta alcanzar el nivel adecuado de agua dentro de la caldera.

4. Al estar cerrados los contactos encargados de nivel de agua como de presión; se energiza el motor del ventilador en la salida Q_0, el cual debe generar una presión de aire adecuada que será detectada y manipulada por un controlador de presión de aire (PAC), esta señal es la entrada I_1. Si el PLC no recibe la señal de presión, significa que no está entrando aire a la caldera y se finaliza la secuencia.
5. Con la puesta en marcha del ventilador y una presión de aire adecuada, se energiza el temporizador de barrido de gases posiblemente contenidos en la cámara de combustión por un intervalo de 30 segundos.
6. Al culminar el barrido, el controlador energizará automáticamente los siguientes elementos: válvula piloto de ignición con la salida Q_1, transformador de ignición Q_2 y el temporizador de ignición.
7. El temporizador de ignición tendrá un intervalo de tiempo de 10 segundos, tiempo en el cual se debe detectar la llama a través del sensor

de llama el cual es la entrada I_2, la llama está generada por la chispa producida por la bujía y el gas de la línea piloto, de no ser detectada en el intervalo de tiempo se apagará la caldera.

8. Si la llama piloto es detectada, se energizará la válvula principal de combustible (VG) en la salida Q_3, este elemento es el encargado de dar paso de gas de la línea principal y limitar la presión de combustible.

Una vez energizada la válvula principal de combustible empieza la etapa de combustión en la caldera, apagándose si se presentan alguna de las siguientes situaciones: bajo nivel de agua, presión de vapor alta, no se presenta llama, se cae la señal de presión de aire.

La caldera en operación normal, se apaga por presión o por bajo nivel de agua, cuando esta señal se cierra nuevamente, el PLC inicia nuevamente la secuencia de encendido.

La correcta operación del PLC también es importante para el buen funcionamiento de la caldera, en el Anexo E se muestran los pasos y recomendaciones en el instructivo para el uso del PLC.

Pruebas realizadas para verificar la respuesta del controlador PLC.

Para ello se verifica que el controlador responda a las siguientes condiciones de operación.

1. Secuencia de encendido
2. Presencia de llama
3. Nivel de agua
4. Presión
5. Combustión

- 1 Se comprobó que cumple la secuencia de encendido y puesta en marcha de la caldera.
- 2 Se realiza la prueba de apagado de la caldera por ausencia de llama retirando el sensor de llama y cubriendo el lente lo cual genera el apagado de la caldera.
- 3 Se verifica que este apagado por bajo nivel de agua y encienda la bomba, asimismo apagado de la bomba por alto nivel de agua y puesta en marcha de la caldera mediante el accionando manual los contactos del Mc Donnell.
- 4 Se verifica que este apagado por presión por medio de tres alternativas
 1. Moviendo el presóstato de forma manual
 2. Presurizando la caldera por vapor hasta su presión de operación.
 3. Presurizando la caldera apagada por medio de la bomba y obteniendo su apagado al alcanzar la presión de operación.
5. Se verifica la correcta mezcla entre el combustible y comburente por medio del color de llama que se observa a través de las mirillas.

8. CONCLUSIONES.

- ❖ El desarrollo del presente proyecto de grado ha sido una oportunidad para los autores de fortalecer los conocimientos adquiridos en los campos del mantenimiento y control; así mismo se adquirieron habilidades y experiencias valiosas para la formación, al interactuar directamente con diferentes empresas y colaboradores especializados en el tema.
- ❖ En cumplimiento del objetivo general de contribuir con la misión de la Universidad Industrial de Santander en la formación de profesionales de alta calidad, se aporta al laboratorio de Sistemas Térmicos: conceptualización de los elementos que componen la caldera, instructivos para la correcta preparación, puesta en marcha y operación, comprensión y adecuado uso del suavizador, procedimientos y planes de mantenimiento y toda la información aquí expuesta para uso académico.
- ❖ Las labores de inspección realizadas, permitieron evidenciar el estado de los diferentes componentes, encontrando en algunos un alto deterioro; dentro de los problemas que se encontraron en el cuerpo de la caldera, se atribuye a la corrosión el principal causante de la mayoría de daños.
- ❖ Se conectó el tanque de salmuera el cual no estaba en uso, para habilitar la función de regeneración del suavizador junto con el procedimiento que se debe hacer, así mismo se dejaron propuestas y otras mejoras a este sistema para incrementar la calidad del agua.

- ❖ Se determinaron tres causas principales que favorecieron el avance de la corrosión y otros mecanismos de falla en la caldera del laboratorio los cuales son:
 1. La forma en que se utiliza la caldera no es constante, no tiene periodos de tiempo definidos en los cuales se utilice y en algunos casos se deja cargada con agua varios días hasta su próximo uso.
 2. No se estaba dando el uso adecuado al suavizador de agua principalmente por la no claridad de las posiciones de la válvula multipuertos, por tanto el agua pasaba directamente de la red local hacia la caldera.
 3. No existe un plan de mantenimiento preventivo programado ni registros de ningún otro, la falta de organización al respecto lleva a que las intervenciones que se realizan sean de carácter correctivo y las fallas en la caldera lleguen a estados muy avanzados.

- ❖ Se realizaron labores de mantenimiento correctivo por subsistemas, las cuales consistieron principalmente en: limpieza de superficies, remoción de capas de óxido, cambio de empaquetaduras y sellos, eliminación de fugas, pintura y otras labores sencillas. Sin embargo se dejó como recomendación a corto plazo el cambio de tubos, lo cual implica una intervención más especializada y certificada pero indispensable para un funcionamiento confiable y en especial seguro para evitar un posible accidente.

- ❖ Se efectuaron las pruebas necesarias a cada uno de los sistemas con el fin de garantizar que funcionaran correctamente después de realizada la intervención de mantenimiento, se realizó una prueba hidrostática para verificar que no quedaran fugas y se puso en operación la caldera para comprobar así su correcto funcionamiento.

- ❖ Se implementó un control ON-OFF por medio de un programador Programmable Logic Controller (PLC), cumpliendo con los requerimientos establecidos en el proceso de control en la generación de vapor. Este tipo de controlador por su flexibilidad, permitirá además modificarse a futuro para agregar más funciones de control como el mejoramiento a un control PID.

9. RECOMENDACIONES.

- Se recomienda instruir adecuadamente a cualquier persona que requiera hacer uso de la caldera; sobre su principio básico de funcionamiento, manejo de válvulas, correcta operación del suavizador, secuencia de encendido y todos los demás aspectos necesarios para una operación adecuada.

- Organizar en un horario el uso de la caldera; estableciendo los días y las horas entre semana o mensualmente que se va a utilizar; esto para establecer un uso a través del tiempo, permitiendo a futuro el poder realizar estudios más profundos sobre su desgaste y ser más certeros en la aplicación de mantenimiento.

- Es fundamental descargar el agua del cuerpo de la caldera una vez se ha utilizado, en especial si no se va a utilizar durante varios días; de igual manera descargar el agua del tanque de suministro y del suavizador ya que la mayoría de problemas de corrosión se debe principalmente a esta costumbre de quienes están a cargo.

- Llevar a cabo las prácticas de mantenimiento recomendadas que aquí en este libro se pueden consultar; así mismo llevar un registro de cualquier intervención o anomalía que se presente para crear un historial de la caldera y tener disponible información importante no solo para el personal de mantenimiento sino también para uso académico.

- Se recomienda con urgencia realizar los mantenimientos correctivos necesarios para recuperar el estado físico de la caldera y evitar mayores daños o posibles accidentes si se continúa operando en esas condiciones.

BIBLIOGRAFIA.

MINISTRO DE LA PROTECCIÓN SOCIAL. Reglamento Técnico aplicable a las calderas de vapor para uso en Colombia (RTC). Artículo 78 de la Constitución Política de Colombia, en Artículo 3º de la Ley 155 de 1959, en las Decisiones 376 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, 419, 506 y 562 de la Comisión de la Comunidad Andina. 2009. 69 p

MONTILLA, David. Análisis de las causas de corrosión de las tuberías interna de una caldera pirotubular ubicada en la escuela de ingeniería mecánica. 2010. 21 p.

MEJÍA ROJAS, Moisés y SÁNCHEZ MEJÍA, Julián. Simulador básico para la puesta en marcha y operación de calderas de tipo Pirotubular. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico UIS. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2010. 161 p.

Fundación de la Energía de la comunidad de Madrid. Guía Básica de Calderas Industriales Eficientes. Gráficas Arias Montano, S. A. 2012. 162 p.

API Standard 530, "Calculation of heater tube thickness in petroleum refineries. Fifth Edition, January 2003 ISO 13704:2001 (E)". Petroleum and natural gas industries.

API 570 "Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems". Second Edition, October 1998.

Código ASME B31.4, Pipe line Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. Edition 1998.

PEMEX-REFINACIÓN. Procedimiento para el cálculo del espesor de retiro de tubos de calderas y espesor mínimo requerido para tubos nuevos. [En línea].<https://es.scribd.com/doc/29292501/Pm-Sp-gpasi-it-0007-Espesor-de-Retiro-y-Espesor-Req-Tubos-Calderas-de-Potencia>

PILCO Rolando y TOAPANTA CAJAMARCA Edgar. Análisis, evaluación y prevención de fallas potenciales mediante medición de espesores por ultrasonido en base a la norma ASTM E-797 y bajo la aplicación de la norma API 570, a caldera pirotubular. Tesis de Grado Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. Riobamba-Ecuador. 2014. 155 p.

YASELIS COTES Blanco y ORTIZ RODRIGUEZ Juan. Evaluación de integridad al recipiente a presión (DRUM D105) ubicado en campo escuela colorado can base en la norma API 510. Trabajo de Investigación. UIS. Bucaramanga, 2010. 116 p.

PROAÑO GUEVARA Roberto Felipe y LUGMAÑA Christian Paul. Diseño e implementación de un sistema de automatización y control de un caldero industrial de vapor saturado para construcciones mecánicas s.a. Trabajo de Grado Escuela Politécnica del Ejército. Sangolquí– Ecuador. 2012. 112 p.

CURGUÁN CÁRCAMO Víctor Alejandro. Modernización sistema de seguridad calderas planta CULLEN, basado en PLC y software de programación concept. Trabajo de Grado Universidad de Magallanes. Chile. 2014. 145 p.

AVILA REYNA Aldo y PEREZ BRANDT Juan Manuel. Modelado y simulación de una caldera para la implementación de lazos de control con PLC. Trabajo de Grado Instituto Politécnico Nacional. México, 2010. 149 p.

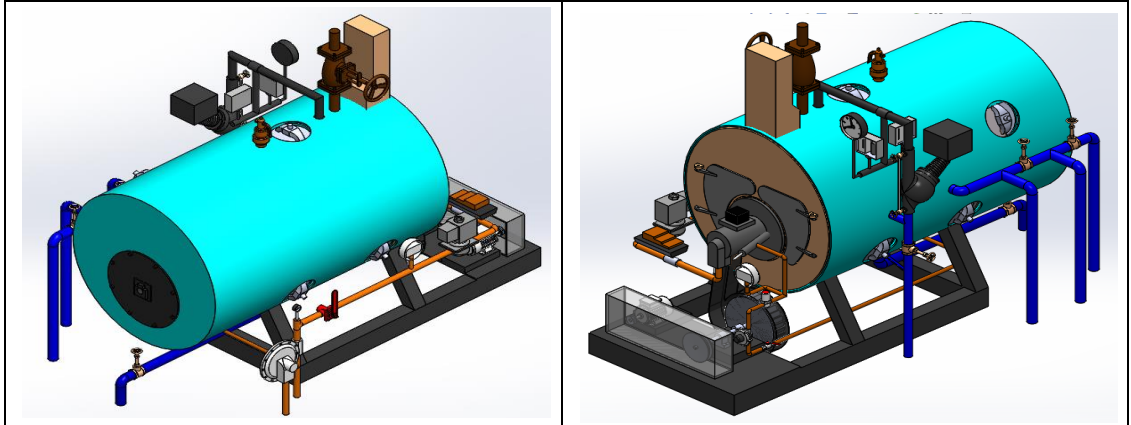
ANEXOS.

Anexo A. Formatos propuestos de mantenimiento.

PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CALDERA PIROTUBULAR REVISIÓN VISUAL EXTERNA		
RESPONSABLE DE INSPECCIÓN:	FECHA:	
REVISÓ:	No hoja de inspección	

DISPOSITIVO			
UBICACIÓN			
FABRICANTE		No Serie	
CAPACIDAD		PRESIÓN DE DISEÑO	

Señale con la letra correspondiente los lugares de la caldera en los cuales ha identificado puntos a revisar de acuerdo a las actividades de inspección.



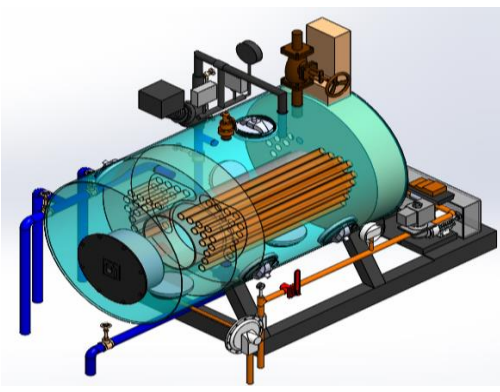
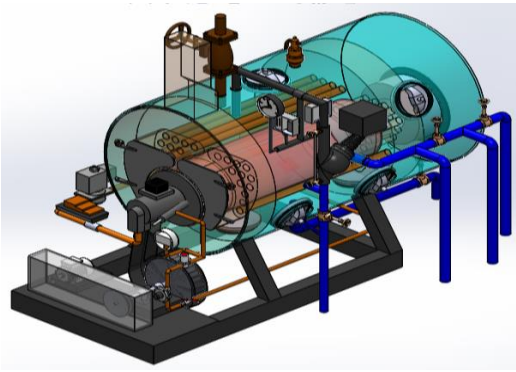
REVISIÓN VISUAL EXTERNA		
ID	ACTIVIDADES	OBSERVACIONES
A	Revisar escapes de vapor o agua en puntos de presión.	
B	Detectar escapes de combustible	
C	Detectar puntos de corrosión, fisuras, abolladuras, abombamientos, deformaciones, soldaduras defectuosas.	
D	Vibraciones y ruidos anormales.	
E	Aseo orden y limpieza	
F	Condiciones del lugar, elementos de protección y espacio libre de objetos ajenos a la caldera.	

OBSERVACIONES GENERALES			
FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR	

PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CALDERA PIROTUBULAR	
REVISIÓN VISUAL INTERNA	
RESPONSABLE DE INSPECCIÓN:	FECHA:
REVISÓ:	No hoja de inspección.

DISPOSITIVO			
UBICACIÓN			
FABRICANTE		No Serie	
CAPACIDAD		PRESIÓN DE DISEÑO	

Señale con la letra correspondiente los lugares de la caldera en los cuales ha identificado puntos a revisar de acuerdo a las actividades de inspección.

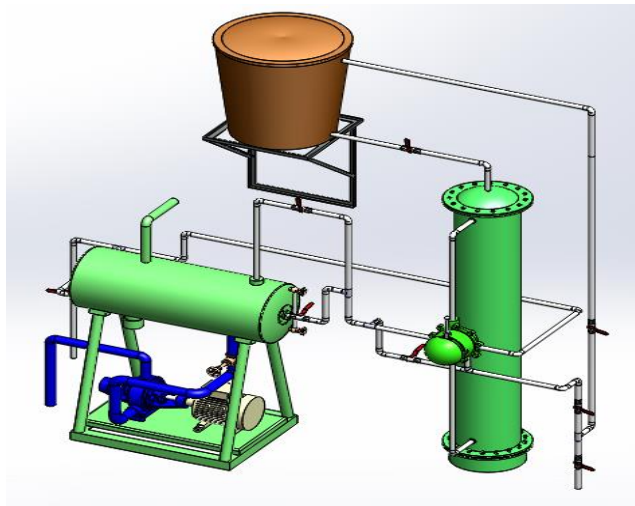
REVISIÓN VISUAL INTERNA
Previo a la revisión se debe realizar la siguiente preparación:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Suspender todo sistema de combustión cerrando las válvulas que lo alimentan. 2. Efectuar el drenaje, la caldera se debe dejar enfriar, no se debe utilizar agua para forzar el enfriamiento. El drenaje completo se realiza, cuando la presión manométrica en la caldera sea cero. 3. Se deben desconectar las conexiones de alimentación de agua y la válvula de cierre de salida de vapor debe estar cerrada. Las líneas de purga y venteo deben quedar abiertas.
PRINCIPALES PROBLEMAS DEL CUERPO DE LA CALDERA A REVISAR
Se procede a detectar los focos de corrosión, incrustaciones, picaduras, grietas o fisuras; la revisión se hará sobre la superficie externa de los tubos, riostras, tapas, drenajes y conexiones sobre el cuerpo de la caldera. Refractario, empaques, estado de los pernos de sujeción y cualquier otra irregularidad.

PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CALDERA PIROTUBULAR		REVISION VISUAL INTERNA	
RESPONSABLE DE INSPECCIÓN:		FECHA:	
REVISÓ:		No hoja de inspección.	
LADO DEL FUEGO			
ID	ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
A	Compuertas: frontales y, posterior.	Empaques Pernos Refractario Superficie.	
B	Hogar	Corrosión, picaduras, incrustaciones, limpieza.	
C	Quemador	Corrosión, refractario.	
D	Tubos, superficie interior	Corrosión, picaduras, incrustaciones, limpieza.	
E	Otros	Remaches, uniones, soldaduras.	
LADO DEL AGUA			
ID	ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
F	Compuertas de inspección: HAND HOLE	Empaques Corrosión, picaduras de superficie.	
G	Tubos superficie exterior	Corrosión, picaduras, incrustaciones, limpieza.	
H	Superficie interior lado del agua	Corrosión, picaduras, incrustaciones, sedimentos.	
OBSERVACIONES GENERALES			
FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR	

PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CALDERA PIROTUBULAR REVISION SISTEMA DE AGUA		
RESPONSABLE DE INSPECCIÓN:	FECHA:	
REVISÓ:	No hoja de inspección.	

DISPOSITIVO			
UBICACIÓN			
FABRICANTE		No Serie	
CAPACIDAD		PRESIÓN DE DISEÑO	

Señale con la letra correspondiente los lugares de la caldera en los cuales ha identificado puntos a revisar de acuerdo a las actividades de inspección.

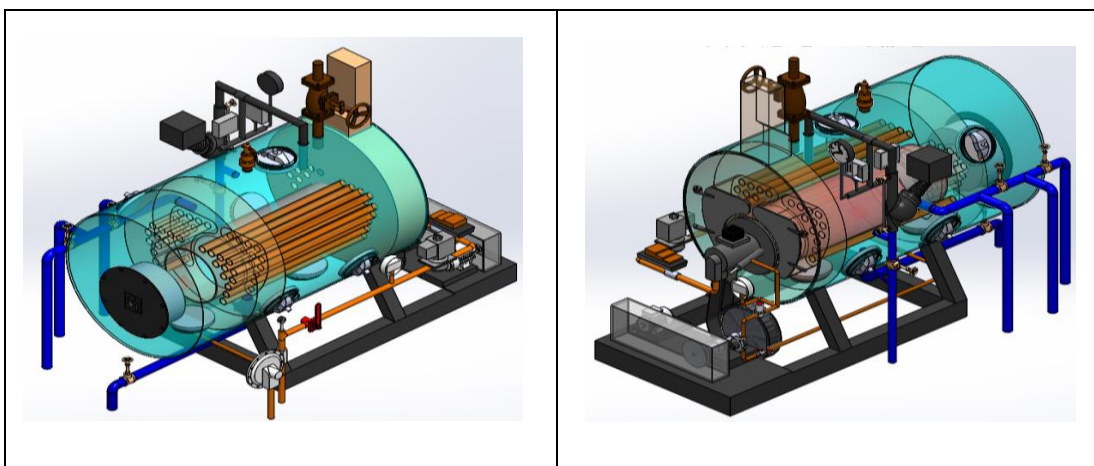


INSPECCION GENERAL DEL SISTEMA DE AGUA			
ID	ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
A	Válvulas	Fugas	
B	Tubería	Fugas	
C	Empaquetaduras	Fugas	
D	Superficie	Corrosión, pintura, limpieza.	
E	Bomba	Presión de salida, Fugas, Ruidos y vibraciones	

PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CALDERA PIROTUBULAR REVISION PARAMETROS DEL AGUA		
RESPONSABLE DE INSPECCIÓN:	FECHA:	
REVISÓ:	No hoja de inspección.	
En caso de requerir un análisis de la calidad del agua, se tiene la siguiente tabla de referencia para los valores permisibles recomendados para calderas pirotubulares según RTC.		
PARÁMETRO MEDIDO	VALORES ADMISIBLES	VALORES OBTENIDOS
Sólidos totales disueltos – ppm	<5000-2500	
Alcalinidad total(CaCO₃) – ppm	<1200-900	
Solidos suspendidos – ppm	<100	
Sílice – ppm	150-100	
Hierro total (Fe) – ppm	<10	
Dureza – ppm	<3	
PH	7.5 – 10.5	
Aceite – ppm	<10	
Oxigeno – ppm	<0.005	
OBSERVACIONES GENERALES		
FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR

PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA CALDERA PIROTUBULAR REVISIÓN CONTROL Y DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD		
RESPONSABLE DE INSPECCIÓN:	FECHA:	
REVISÓ:	No hoja de inspección.	

TIPO DE CONTROL		
PROGRAMADOR		
MODELO	No Serie	



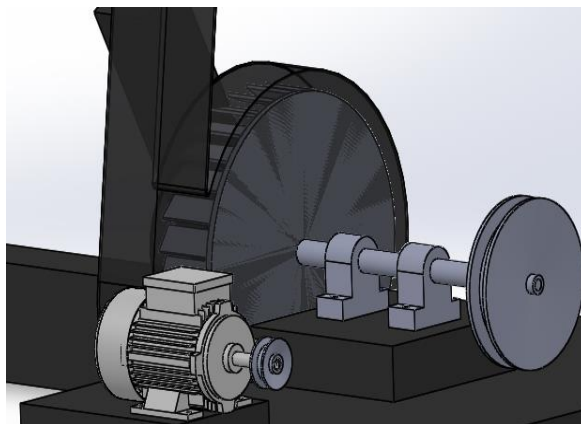
REVISIÓN SISTEMA DE CONTROL Y DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD

NIVEL DE AGUA		
Automático (nivel minimo de agua 5 cm por encima ultima hilera superior de tubos)		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Sonda de nivel de agua.	Conexiones, Estado funcional	
McDonnell	Contactores, indicador de nivel, flotador, empaques.	

PRESIÓN		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Presóstato	Conexiones, estado funcional, Estado de protector	
Presóstato de modulación.	Conexiones, estado funcional, Estado de protector	

SISTEMA PRINCIPAL DE COMBUSTIBLE	
<p>1) Regulador de gas. 2) Manómetro de alta y baja presión. 3) Válvula Manual de cierre. 4) Sensor de presión de gas PAG. 5) Sensor/Interruptor on/off alta presión de gas PG. 6) Servoválvula de control proporcional de gas. 7) Quemador.</p>	
ELEMENTO	OBSERVACIONES
Regulador de gas	
Manómetro de alta y baja presión	
Válvula Manual de cierre	
Sensor de presión de gas PAG	
Sensor/Interruptor on/off alta presión de gas PG	
Servoválvula de control proporcional de gas	
Quemador.	
SISTEMA PILOTO DE COMBUSTIBLE	
<p>9.1.1.1 Válvula de ignición. 9.1.1.2 Transformador eléctrico de ignición. 9.1.1.3 Electrodo de ignición. 9.1.1.4 Sensor de presión de aire PAC.</p>	
ELEMENTO	OBSERVACIONES
Válvula de ignición	
Transformador de ignición.	
Electrodo de ignición.	
Sensor de presión de aire PAC.	
Regulador de gas.	
Válvula manual.	

SISTEMA DE AIRE



ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Sistema de transmisión	Motor Poleas Correa Chumaceras	
Difusor	Limpieza, pernos.	

COMBUSTIÓN, PROGRAMACIÓN DEL ENCENDIDO Y SEGURIDAD DE LLAMA

ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Programador	Secuencia de encendido	
Sensor de llama	Estado funcional, limpieza.	

DISPOSITIVOS INDICADORES

ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Indicador de nivel del McDonnell.	Traspirencia Fisuras Empaques.	
Manómetro indicador de presión de vapor.	Estado funcional Calibración	

DISPOSITIVOS SEGURIDAD		
ELEMENTO	OBSERVACIONES	
Interruptor de parada de emergencia		
Válvula de seguridad		

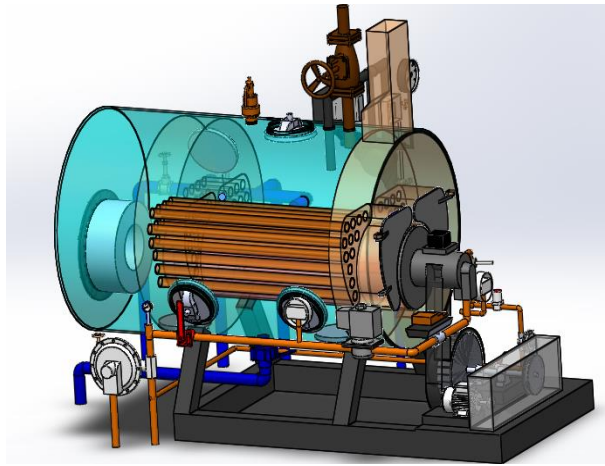
ALARMAS		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Sonora y visual (bajo nivel de agua con corte de combustible)	Posee alarmas, funcionan.	

COMPLEMENTARIOS		
ELEMENTO	REVISAR	OBSERVACIONES
Tablero eléctrico de control	Conexiones.	

OBSERVACIONES GENERALES			
FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR	

PROGRAMA PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA CALDERAS		
ENCARGADO:		FECHA:
EMPRESA:		REVISÓ:

DISPOSITIVO			
UBICACIÓN			
FABRICANTE		No Serie	
CAPACIDAD		PRESIÓN DE DISEÑO	



MANTENIMIENTO PROGRAMADO; DIARIO (D), SEMANAL (S).		
Frec.	ELEMENTO	OBSERVACIONES
D	Chequeo estado quemador	
D	Verificar presión de combustible	
D	Inspección visual del funcionamiento del ventilador y limpieza del mismo.	
D	Verificar que los niveles de agua funcionen adecuadamente.	
S	Revisar sistemas de alamar y desconexión por bajo nivel de agua	
S	Revisión válvula de seguridad	
D	Purga	
D	Verificación de la temperatura del agua de alimentación de la caldera.	
D	Inspección visual del color de la llama.	

PROGRAMA PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA CALDERAS		
ENCARGADO:		FECHA:
EMPRESA:		REVISÓ:
DISPOSITIVO		
UBICACIÓN		
FABRICANTE	No Serie	
CAPACIDAD	PRESIÓN DE DISEÑO	
MANTENIMIENTO TRIMESTRAL		
ELEMENTO	OBSERVACIONES	
Limpiar internamente los tubos utilizando cepillo de alambre.		
Estado de los impeler.		
Lavado interno del cuerpo mediante chorros de agua a presión.		
Si se presentas excesivas incrustaciones, corrosión, realizar tratamiento químico.		
Revisión del refractario si se presentan grietas, taparlas con cemento refractario.		
Revisión de la existencia de puntos calientes de ser así revisar aislante térmico		
Limpiar el sensor de llama.		
Revisión del estado operativo de la bomba de alimentación, ventilador y motores, -Bomba mantenimiento * Cambio de rodamientos , limpiar los impulsores, Cambio de cordón plomaginado -Ventilador *Limpieza rotor del ventilador, Estado de la correa de trasmisión.		
Comprobación del funcionamiento del control de arranque y parada y alarmas de la bomba de alimentación (por alto y bajo nivel. McDonnell).		
Revisión del nivel de agua en la caldera, tanque de agua de alimentación, o desaireador.		
Verificación de presión y temperatura de salida de vapor de la caldera.		
Verificación de alarmas.		

PROGRAMA PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA CALDERAS			
ENCARGADO:		FECHA:	
EMPRESA:		REVISÓ:	
DISPOSITIVO			
UBICACIÓN			
FABRICANTE		No Serie	
CAPACIDAD		PRESIÓN DE DISEÑO	
MANTENIMIENTO TRIMESTRAL			
ELEMENTO		OBSERVACIONES	
Medición y registro de los parámetros del agua de alimentación y caldera (Dureza, Alcalinidad, TDS, Oxígeno Disuelto, PH, entre otros). Comparar con los valores de referencia establecidos en los parámetros de control y tomar los correctivos en caso que se requiera.			
Calibración y disparo de válvulas de seguridad.			
Desarmar el mezclador de gas -aire y limpiar los conductos internos			
Purga de lodos			
Comprobación de las paradas de emergencias o defectos en los procesos			
Se retira el sensor de llama en operación de la caldera obstruyendo el lente lo que debe llevar a que la caldera se apague			
Desconectar en el proceso de arranque el electro dando como resultado el no encendido de la caldera			
Accionar manual mente el control del McDonnell para muy bajo nivel (encendiendo la bomba) y apagado la caldera.			
OBSERVACIONES GENERALES			
FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR	

PROGRAMA PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA CALDERAS			
ENCARGADO:		FECHA:	
EMPRESA:		REVISÓ:	
DISPOSITIVO			
UBICACIÓN			
FABRICANTE		No Serie	
CAPACIDAD		PRESIÓN DE DISEÑO	
MANTENIMIENTO ANUAL			
ELEMENTO		OBSERVACIONES	
Limpieza externa de ser necesario aplicar pintura adecuada.			
Cambio del cristal de nivel y de empaquetadura.			
Inspección y ajuste del manómetro principal			
Revisar y ajustar las válvulas de seguridad			
Destapar suavizador para efectuar una limpieza interna.			
Destapar el tanque de condensado para efectuar una limpieza interna.			
Desarmar el sistema de control de nivel (McDonnell) limpiarlo y hacer las reparaciones necesarias. Reemplazarlos si es necesario.			
Limpieza externa de ser necesario aplicar pintura adecuada.			
Prueba hidrostática.			
OBSERVACIONES GENERALES			
FIRMA INSPECTOR		FIRMA REVISOR	

Anexo B. Averías más corrientes en las calderas de vapor y forma de localizarlas.

Averías	Posible causa:	Solución
Se enciende el piloto pero la válvula principal de combustible no se abre	<ul style="list-style-type: none"> a) Fococelda sucia b) Control eléctrico defectuoso c) Válvula solenoide desconectada d) Bobina de la válvula solenoide quemada e) No hay combustible f) Modulador no está en la posición de arranque g) Pirostato defectuoso 	<ul style="list-style-type: none"> a) Limpiar el lente de la fotocelda b) Comprobar conexiones, relés, etc c) Conectar la válvula solenoide d) Cambiar bobina a la válvula solenoide e) Revisar línea de combustible f) Esperar que llegue a la posición de arranque o revisar las conexiones g) Revisar y ajustar el pirostato
Caldera genera mucho humo	<ul style="list-style-type: none"> a) Falta de aire b) Exceso de presión de la bomba de combustible c) Boquillas defectuosas d) Entrada de aire incorrecto e) Falta de regulación en el dámper f) Retorno de combustible 	<ul style="list-style-type: none"> a) Regular dámper, limpiar turbina de aire b) Regular línea de retorno de combustible c) Limpiar boquillas, sustituirlas en caso necesario. Usando boquillas de tamaño correcto d) Regular dámper, limpiar turbina de aire e) Regularlo f) Ajustar la línea de retorno
El quemador produce Explosiones	<ul style="list-style-type: none"> a) Mala regulación de los electrodos b) Electrodos defectuosos 	<ul style="list-style-type: none"> a) Calibrar los electrodos b) Sustituírlas c) Comprobarlo y en

	<ul style="list-style-type: none"> c) Transformador de ignición defectuoso d) Entrada de aire incorrecta e) Boquillas defectuosas f) Desajuste del control ignición 	<ul style="list-style-type: none"> caso necesario sustituirlo d) Regular el dámper, limpiar filtro e) Limpiarlas, controlarlas y en caso necesario sustituir las f) Revisar y controlar el control de ignición
Bomba parada y el tanque tiene agua	<ul style="list-style-type: none"> a) Excesiva temperatura del agua b) Impulsor de la bomba defectuoso c) Tubería de alimentación obstruida d) Cheque entre la bomba y la caldera defectuoso 	<ul style="list-style-type: none"> a) Revisar línea por trampas defectuosas, poner tanque de condensado más grande, o reducir la temperatura b) Sustituir el impeler c) Destapar la tubería de alimentación d) Cambiar cheque
La caldera no prende	<ul style="list-style-type: none"> a) El switch del dámper no funciona b) Boquillas tapadas c) No hay chispa d) Circuito de ignición defectuoso e) No llega combustible f) Vaporstar defectuoso 	<ul style="list-style-type: none"> a) Sustituirlo b) Destaparlas c) Revisar el transformador y el control de ignición d) Revisar los componentes del circuito de ignición e) Revisar los componentes del sistema de combustible: <ul style="list-style-type: none"> 1 Válvula cerrada 2 Línea de combustible obstruida f) Ajuste del vaporstat
Tubos cortados	<ul style="list-style-type: none"> a) Aplicación defectuosa del expansor de tubos (expander) 	<ul style="list-style-type: none"> a) Aplicación del expansor de tubos, aplicando la técnica correcta
	<ul style="list-style-type: none"> a) Corrosión 	Buen tratamiento del

Tubos perforados	<ul style="list-style-type: none"> b) Acción del oxígeno c) Excesivas incrustaciones 	<p>agua y continuo control del oxígeno y de PH. Purga más frecuente.</p>
Tubos torcidos, fugas en las juntas, fugas en los extremos, tubos rotos	<ul style="list-style-type: none"> a) Bajo nivel de agua b) Métodos incorrectos de arranque y parada c) Golpe de llama 	<ul style="list-style-type: none"> a) Sistema de bajo nivel de agua defectuoso, desperfectos en los flotadores en los sistemas de alimentación b) Síganse los procedimientos correctos de arranque y parada c) Ajustes del quemador
No hay descarga de agua a la caldera con la bomba funcionando	<ul style="list-style-type: none"> a) Velocidad de la bomba baja b) La presión de descarga es muy baja c) Impulso obstruido d) Succión obstruida e) La bomba rota en sentido contrario al indicado en la cabeza 	<ul style="list-style-type: none"> a) Revisar las conexiones eléctricas b) Limpiar la tubería de descarga c) Descarga hacia atrás desensamblar la bomba Y eliminar la obstrucción d) Desmontar y limpiar el filtro, limpiar la tubería de succión e) Invierta dos fases en el motor, si es de una fase cambiarle
La descarga de la bomba es deficiente	<ul style="list-style-type: none"> a) Velocidad baja b) Presión de descarga alta c) Impulsor obstruido d) Impulsor dañado e) Anillos del canal dividido dañado f) Anillos espaciadores dañados 	<ul style="list-style-type: none"> a) Revisar las conexiones eléctricas b) Limpiar la tubería de descarga c) Descarga hacia atrás desarmar la bomba Y eliminar la obstrucción d) Cambiar impulsor e) Cambiar anillos de canal dividido

		f) Cambiar anillos espaciadores
Excesivo ruido de la bomba	<ul style="list-style-type: none"> a) Materia extraña en el impulsor b) Altura de descarga alta c) Zumbido magnético 	<ul style="list-style-type: none"> a) Desensamblar la bomba y quitar la obstrucción b) Limpiar tuberías de descarga c) Consultar al constructor del motor
Vibración excesiva en la bomba	<ul style="list-style-type: none"> a) Materia extraña en el impulsor b) Impulsor dañado c) Tubería de descarga mal montada 	<ul style="list-style-type: none"> a) Desensamblar la bomba y limpiar la obstrucción b) Cambiar impulsor c) Asegurar la tubería de descarga

Nota:

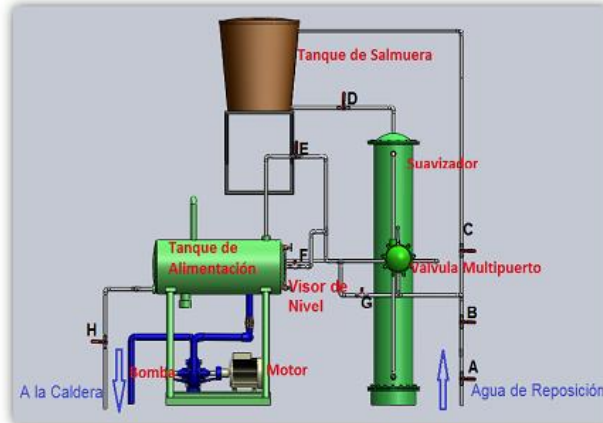
Cuando se descubra que ha habido un falso nivel, o que no pueda comprobarse el nivel de agua con las llaves de prueba del nivel, debe apagarse inmediatamente la caldera, incluyendo la bomba de agua y hasta que la caldera no se enfríe y baje la presión, no puede volverse a poner en funcionamiento. Esto es para evitar explosión de la caldera.

Anexo C. Principales problemas en el cuerpo de la caldera.

Efecto	Problema	Observaciones
Incrustación	Sílice	Forma un recubrimiento duro y vidrioso en las superficies internas de la caldera. Se vaporiza en las calderas de alta presión y se deposita en los álabes de las turbinas.
	Dureza	El CaSO_4 , MgSO_3 , CaCO_3 , y MgCO_3 forman incrustaciones en los tubos de la caldera
Se reduce la transferencia de calor	Depósitos: incrustaciones y lodos.	Pérdida de eficiencia, desperdicio de combustible.
Corrosión	Oxígeno	Causa erosión en las superficies metálicas de la caldera y las tuberías de condensado.
	Dióxido de carbono	Es la causa principal del deterioro de las líneas de retorno de condensado.
	Oxígeno y Dióxido de carbono	Su combinación es ms corrosiva que cuando actúan aislantes.
Arrastres de agua y espuma	Alta concentración en agua de caldera	Contaminación del sistema de distribución, vapor húmedo y depósitos en las tuberías, en alabes de turbina y asientos de válvulas.
Fragilidad cáustica	Alta concentración cáustica	Causa fisuras intercristalinas del metal de la caldera tubos (corrosión bajo tensión mecánica)
Pérdidas económicas	Reparaciones	Reparaciones de caldera dañadas y limpieza mecánica de calderas con incrustaciones severas.
	Paros no programados	Se reduce la eficiencia y capacidad de todo la planta

Anexo D. Instructivo de uso del suavizador.

SISTEMA DE AGUA



El tratamiento del agua de una caldera es fundamental para asegurar una larga vida útil libre de problemas de corrosión e incrustaciones, asegurando la calidad del agua de alimentación.

La caldera cuenta con un suavizador de permutita (mineral formado por sílice y aluminio, cargados negativamente) de corriente descendente. Su operación presenta dos estados:

- Operación de regeneración.
- Operación normal.

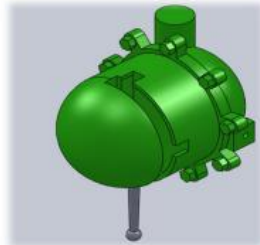
Debido al uso del suavizador, la permutita pierde sus propiedades y debe regenerarse. Comprende tres acciones:

- Lavado
- Inyección de salmuera
- Enjuague

Operación de Regeneración

- Lavado
- Inyección de salmuera
- Enjuague

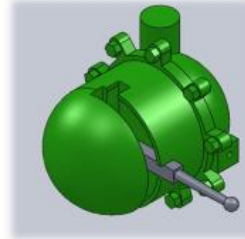
Lavado. En esta operación se hace pasar el agua en sentido contrario al de funcionamiento, la válvula multipuerto se debe colocar en la posición 3. Las válvulas H, B y A debe de estar abierta y se debe cerrar las válvulas C, D, E, F y G; el lavado dura entre 15 y 20 minutos y se para cuando el agua salga completamente clara del suavizador. Esta prueba se realiza por la parte posterior de la válvula multipuertos se encuentra una llave.



Inyección de salmuera.

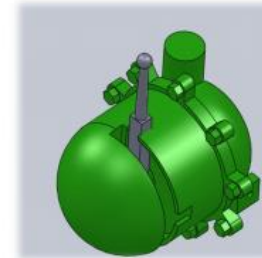
Se cierran las válvulas B y D, se abre la válvula C hasta que el tanque de salmuera se encuentre totalmente lleno se agrega 12 Kg de sal y abriendo la válvula D hasta que el tanque quede totalmente vacío posteriormente se incorpora la válvula multipuerto en la posición 2. Luego se cierran las válvulas E y F para evitar paso de salmuera al tanque de alimentación.

Nota la válvula H siempre debe estar abierta debido que es la drenaje



Enjuague. Una vez se haya inyectado toda la salmuera, se cierra la válvula D y se sigue pasando agua a través de la unidad durante 10 a 15 minutos. El enjuague termina cuando el agua sale por drenaje sin sabor salino. Esta prueba se realiza por la parte posterior de la válvula multipuertos se encuentra una llave.

Operación normal pre llenado del suavizador se debe cerrar las válvulas C, E, G y D, abrir la válvula A y B y la válvula multipuerto en la posición 1.



Operación normal del suavizador

Se debe cerrar las válvulas C, E, G y D, abrir la válvula A y B y la válvula multipuerto en la posición 2.

Anexo E. Instructivo de uso del PLC.



Se toman las señales de entrada y salida interpretadas por el FIREYE C-400 implementando un sistema de contactos estas serán leídas y monitoreadas por el PLC garantizando la correcta secuencia de encendido y velando por la seguridad en todo el proceso.

Pasos

1. Cambio de sensor FIREYE por el correspondiente al PLC.
2. Verificar que el sistema de conexión de contactos se encuentre en su lugar y debidamente asegurado por medio de sus tornillos.

Antes de cualquier intervención en el interior de la caja de control, asegúrese de desenergizar.

Sensor de llama



Retire el sensor de llama UV-2 y conecte el sensor Honeyweel.

Los sensores cuentan con un conector que permite el cambio rápido y está ubicado bajo el transformador de ignición.

Tablero De Control



Pasos para poner en marcha la caldera

1. Energizar alimentación general.
2. Energizar alimentación gas.
3. Seleccionar control automático.
4. Pasar a control automático ventilador y bomba.
5. Energizar alimentación PLC (esperar 15 segundos hasta que el PLC cargue el programa o hasta que dé luz verde en RUN).
6. Energizar Start para iniciar la secuencia.

La caldera se apagará cuando se presenten las siguientes condiciones

1. Ausencia de llama.
2. Ausencia de aire.
3. Bajo nivel de agua.
4. Presión de taraje (80 PSI).

Anexo F. Parámetros para la calidad del agua.

En la siguiente tabla se muestran los requerimientos, que deberá satisfacer el agua de alimentación de caldera para prevenir incrustaciones y corrosión.

Tabla 12. Parámetros para la calidad del agua.

Guía de parámetros y valores recomendados para calidad de agua para un rango de presión entre 0 -1700 kPa, de operación de las caldera.

PARÁMETRO MEDIDO	Calderas pirotubulares	Calderas acuotubulares	Calderas de resistencia eléctrica	Calderas con electrodo
Sólidos totales disueltos – ppm	<5000-2500		3500	<750
Alcalinidad total(CaCO₃) – ppm	<1200-900	<350	500	<400
Sólidos suspendidos – ppm	<100			
Sílice – ppm	150-100	<150		
Hierro total (Fe) – ppm	<10		<3	<0.5
Dureza – ppm	<3		<3	<3
PH	7.5 – 10.5		>8	8.5 – 10.5
Aceite – ppm	<10			
Oxígeno – ppm	<0.005		<0.005	<0.005

Fuente: Reglamento Técnico de Calderas.

Anexo G. Agua para Calderas.

CLASIFICACION DEL AGUA.

Aguas Duras

Importante presencia de compuestos de calcio y magnesio, poco solubles, principales responsables de la formación de depósitos e incrustaciones.

Aguas Blandas

Su composición principal está dada por sales minerales de gran solubilidad.

Aguas Neutras

Componen su formación una alta concentración de sulfatos y cloruros que no aportan al agua tendencias ácidas o alcalinas, o sea que no alteran sensiblemente el valor de pH.

Aguas Alcalinas

Las forman las que tienen importantes cantidades de carbonatos y bicarbonatos de calcio, magnesio y sodio, las que proporcionan al agua reacción alcalina elevando en consecuencia el valor del pH presente.

Tabla 13. Clasificación del grado de dureza para diferentes aguas.

Agua Suave	0-150 ppm
Agua Poca Dura	150- 250 ppm
Agua Dura	250-600 ppm
Agua Excesivamente Dura	Más de 600 ppm

Fuente: <http://www.oocities.org/edrochac/sanitaria/resinas.htm>

TIPOS DE TRATAMIENTOS.

Para conseguir la óptima calidad del agua existen diversos tipos de tratamientos:

- TRATAMIENTOS EXTERNOS
- TRATAMIENTOS INTERNOS
- PURGAS

Tratamiento externo.

Realizados al agua antes de entrar a la caldera. Incluye desaireación, filtración, cloración, clarificación, ablandamiento por precipitación, intercambio iónico, ósmosis inversa, desgasificación.

Tratamiento interno.

Del agua de alimentación, de caldera, del vapor, y del condensado del agua de alimentación. Incluye: coagulación, adición de fosfato, quelatos etc.

PURGA: para evacuar una porción del agua de calderas. Es necesario purgar regularmente para eliminar el exceso de sales, y mantener una concentración adecuada en el interior, para evitar incrustaciones, arrastres, y espumas. Para saber cuándo es necesario efectuar alguna purga se deben realizar análisis al agua, por ejemplo midiendo la conductividad del agua.

El aseguramiento de la calidad del agua de alimentación y agua de la caldera se consigue cumpliendo con los requerimientos de las normas, que definen los límites recomendados para los parámetros involucrados en el tratamiento del agua.

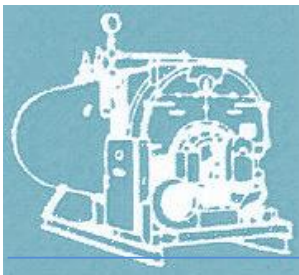
PARAMETROS DE TRATAMIENTO DE AGUA.

Los principales parámetros involucrados en el tratamiento del agua de una caldera, son los siguientes:

- **PH.** El pH representa las características ácidas o alcalinas del agua, por lo que su control es esencial para prevenir problemas de corrosión (bajo pH) y depósitos (alto pH).
- **Dureza.** La dureza del agua cuantifica principalmente la cantidad de iones de calcio y magnesio presentes en el agua, los que favorecen la formación de depósitos e incrustaciones difíciles de remover sobre las superficies de transferencia de calor de una caldera.
- **Oxígeno.** El oxígeno presente en el agua favorece la corrosión de los componentes metálicos de una caldera. La presión y temperatura aumentan la velocidad con que se produce la corrosión.
- **Hierro y cobre.** El hierro y el cobre forman depósitos que deterioran la transferencia de calor. Se pueden utilizar filtros para remover estas sustancias.
- **Dióxido de carbono.** Este tipo de corrosión se manifiesta en forma de ranuras y no de tubérculos como los resultantes de la corrosión por oxígeno. La corrosión en las líneas de retorno de condensado generalmente es causada por el dióxido de carbono. El CO₂ se disuelve en agua (condensado), produciendo ácido carbónico. La corrosión causada por el ácido carbónico ocurrirá bajo el nivel del agua y puede ser identificada por las ranuras o canales que se forman en el metal.

- **Aceite.** El aceite favorece la formación de espuma y como consecuencia el arrastre al vapor.
- **Fosfato.** El fosfato se utiliza para controlar el pH y dar protección contra la dureza.
- **Sólidos disueltos.** Los sólidos disueltos es la cantidad de sólidos (impurezas) disueltas en el agua.
- **Sólidos en suspensión.** Los sólidos en suspensión representan la cantidad de sólidos (impurezas) presentes en suspensión (no disueltas) en el agua.
- **Secuestrantes de oxígeno.** Los secuestrantes de oxígeno corresponden a productos químicos (sulfitos, hidracina, hidroquinona, etc.) utilizados para remover el oxígeno residual del agua.
- **Sílice.** La sílice presente en el agua de alimentación puede formar incrustaciones duras (silicatos) o de muy baja conductividad térmica (silicatos de calcio y magnesio).
- **Alcalinidad.** Representa la cantidad de carbonatos, bicarbonatos, hidróxidos y silicatos o fosfatos en el agua. La alcalinidad del agua de alimentación es importante, ya que, representa una fuente potencial de depósitos.
- **Conductividad.** La conductividad del agua permite controlar la cantidad de sales (iones) disueltas en el agua.

Anexo H. Cotización Tubos de la caldera.



CALDERAS Y AFINES

Calidad Industrial, Calidad Humana

COTIZACIÓN

Bogotá 5 de febrero de 2015

Buen día,

Con esta me comunico a usted y describo los servicios para el mantenimiento correctivo de la caldera, y su costo:

Ítem	Servicios
Cambio de tubería	Cambio de 24 tubos de 1,5 metros por 2" para caldera horizontal de 20 bhp, marca COLMAQUINAS.
Prueba hidrostática	Realizar prueba hidrostática para verificar el estado del cuerpo de la caldera e inspeccionar que trabaje de manera segura.

Puesta en marcha	Poner en lo necesario a funcionar de manera automática la caldera, bajo las debidas normas de seguridad y eficiencia.
------------------	---

Se estima un tiempo para realizar el trabajo de aproximadamente veinticinco (25) días hábiles a partir del primer anticipo.

El costo total incluyendo materiales para realizar los servicios es de \$5'860.000 (cinco millones ochocientos sesenta mil pesos.)

El método de pago es del 60% del precio acordado para comenzar el servicio y el saldo restante al fin de este.

Oferta valida por 30 días a partir de la fecha.

Cordialmente,

Diana Milena Salazar

3166202460

Anexo I. Determinación del espesor de retiro.

Equipos como las calderas, presentan un desgaste en sus tubos a causa de su operación, en la medida que el espesor de los tubos disminuye, menor es la presión con que se puede operar y dependiendo de su delgadez, se llega a un límite de retiro donde debe cambiarse la tubería.

El cálculo será efectuado considerando la especificación del material, la presión de trabajo máxima permisible, la temperatura de diseño de la caldera y el diámetro exterior de los tubos; los valores calculados serán los espesores límites para el retiro de los tubos sean éstos rolados o soldados.

Límite de retiro

La fórmula para determinar el espesor de retiro de tubos ferrosos hasta e inclusive de 127 mm de diámetro exterior (5 pulgadas) es la siguiente:

$$t = \frac{P * D}{2 * S}$$

Dónde:

t = Espesor de retiro, en mm.

P = Presión de trabajo máxima permisible manométrica en bar.

D = Diámetro exterior del tubo en mm.

S = Esfuerzo máximo permisible a la temperatura de diseño en bar

Los datos correspondientes son:

- Tubos de Humo: Tubos sin costura, de 2-1/2" de diámetro exterior en calidad certifica ASTM A 192. Norma ASME B31.3.

P = 150 psi = 10.34 Bar.

D = 2-1/2" = 63.5 mm.

S = ASTM A 192 = 129,6 MPa = 1296 Bar.

$$t = \frac{10.34 * 63.5}{2 * 1296} = 0.25 \text{ mm}$$

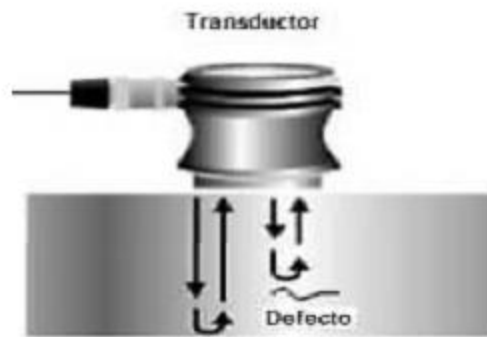
Es decir, en el momento en que el diámetro del tubo disminuya 0.25 mm, se debe retirar.

Para determinar el espesor en el que se encuentran los tubos, se puede seguir la norma ASTM E-797.

Las mediciones de espesor por ultrasonido puede ser usado también para monitorear las tasas de corrosión en el lugar. Las mediciones de espesor por ultrasonido incluye la colocación de un transductor contra el exterior del buque en cuestión. El transductor genera una señal ultrasónica. Esta señal pasa a través de la pared del vaso, rebota en la superficie interior, y vuelve al transductor. El espesor se calcula utilizando el tiempo que transcurre entre la emisión de la señal y su posterior recepción, junto con la velocidad del sonido en el material. Para obtener una velocidad de corrosión, una serie de mediciones deberán realizarse en un intervalo de tiempo, y la pérdida de metal por unidad de tiempo debe ser determinado.

Una de las técnicas para la medición de espesores más empleadas es por *Método pulso-eco*. Este método consiste en transmitir la energía ultrasónica al cristal en forma de pulsos cortos, éstos se transmitirán al material con una frecuencia repetitiva de tal forma que, el tiempo que tarda en recibir entre pulso y pulso la energía reflejada en la pared posterior, permitirá determinar el espesor de la pieza, tomando para ello como referencia la superficie en la que se encuentra el haz ultrasónico.

Figura 115. Aplicación del transductor.



Dentro de los requerimientos indispensables que exige la norma ASTM E-797 para el procedimiento de medición de espesores por ultrasonido se menciona lo siguiente:

Referencias. Las normas y códigos que se emplearán tanto para la inspección como la evaluación de tuberías se citan a continuación:

- La norma API 570. Código de Inspección para Tuberías; Inspección, Reparación, Alteración y Revaloración de Sistemas de Tuberías en Servicio. Segunda edición, Octubre 1998. Es la encargada de determinar los parámetros y criterios para la evaluación del estado en el cual se encuentran las tuberías que han sido sometidas al método de medición de espesores por ultrasonido, así como también

recomendaciones para defectos encontrados en dichos componentes, esto en complemento con otras normas

- Código ASME B31.4, Pipe line Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. Edition 1998.
- Código ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipe lines. Año 1991.
- Norma ASTM E-797-95, Norma Práctica para medición de espesores por ultrasonido Pulso-Eco por el método de inspección por contacto manual.

Para la inspección y evaluación de las partes de la caldera se aplicarán los códigos y normas que se indican a continuación:

- Normas ASME para calderas y recipientes a presión.
- Código ASME section VIII. Division 1, Rules for construction of Pressure Vessels, 2002.
- Código ASME section V, Nondestructive Examination, 1998.
- Norma API 510, Código de inspección de recipientes a presión para lo referente a inspección, evaluación, reparación y alteración.

Anexo J. Velocidad de corrosión.

La norma API 570 establece dos velocidades de corrosión, la primera a largo plazo y otra a corto plazo, ya que éstas se deben comparar para ver cuál velocidad de corrosión ofrece un menor tiempo de vida útil restante, como parte de la evaluación de datos. El inspector autorizado, deberá seleccionar la velocidad de corrosión que mejor refleja el proceso actual.

La velocidad de corrosión a largo plazo (LT) de los circuitos de tuberías se calculará a partir de la siguiente fórmula

$$V_{c(LT)} = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{\text{tiempo(años)entre}_{inicial}y_{actual}}$$

Mientras que la velocidad de corrosión a corto plazo (ST) de los sistemas de tuberías se calculará a partir de la siguiente fórmula:

$$V_{c(ST)} = \frac{t_{previo} - t_{actual}}{\text{tiempo(años)entre}_{previo}y_{actual}}$$

Dónde:

Vc = Velocidad de corrosión, en mm/año.

t_inicial = Es el espesor, en mm (in), en la misma ubicación que t_actual medido en la instalación inicial o en el comienzo de un entorno corrosivo.

t_actual = Es el espesor real, en mm (in), medido en el momento de la inspección. t

t_previo = Es el espesor, en mm (in), en la misma ubicación que t_actual medida durante una o varias inspecciones anteriores.

Cálculo de tiempo de vida remanente. La vida útil estimada o remanente muestra la relación del espesor mínimo requerido y el espesor actual medido, según el código de construcción y la velocidad de corrosión presente. El tiempo de vida remanente será determinado mediante la siguiente ecuación:

$$T_{VR} = \frac{t_{actual} - t_{req}}{V_c \left(\frac{mm}{años} \right) \text{ entre } t_{actual} \text{ y } t_{req}}$$

Dónde:

T_{VR} = Tiempo de la vida remanente de la tubería, en años.

t_{req} = Espesor requerido, en mm (in), calculado por la fórmula 5 (API 570, 2006).

Indicadores de corrosión en tuberías. Los indicadores de corrosión son instrumentos que permiten medir de manera práctica la velocidad del proceso corrosivo. Hay indicadores que pueden medir la velocidad promedio del proceso corrosivo en un período de tiempo, mientras que otros pueden señalar la evolución del proceso corrosivo en un intervalo de tiempo. Varios son los indicadores importantes utilizados en el monitoreo de la corrosión (TURMERO, 2011).

Figura 116. Espesor incrustación vs reducción de la eficiencia.

Denominación	Designación	Fórmula	Unidades	Tipo de corrosión
Aumento de peso	K_m^+	$K_m^+ = \frac{P_f - P_0}{S \cdot t}$	(g/m ² .h) (mg/dm ² . día)	Uniforme
Pérdida de peso	K_m^-	$K_m^- = \frac{P_0 - P_f}{S \cdot t}$	(g/m ² .h) (mg/dm ² . día)	Uniforme
Pérdida de espesor	Π	$\Pi = \frac{\pi_0 - \pi_f}{t}$	(mm/año) (pulg/año)	Uniforme
Volumétrico	K_V	$K_V = V_{H_2}^0$	$\left(\frac{cm^3}{cm^2 \cdot h} \right)$	Uniforme
Analítico	K_C	$K_C = \frac{C_f - C_0}{t}$	(g/L.h) (ppm/h)	Uniforme
Eléctrico	K_R	$K_R = \frac{C_f - R_0}{R_0} \cdot 100$	(%)	Uniforme

En el caso de las tuberías de vapor, es conveniente para los respectivos cálculos de velocidad de corrosión, aplicar el indicador por pérdida de espesor.

La clasificación de las velocidades de corrosión se muestra de manera cualitativa.

Figura 117. Velocidades de corrosión.

Velocidad de corrosión (mm/año)	Clasificación
Menor a 0.025	Baja
0.025 a 0.120	Moderada
0.13 a 0.25	Alta
Mayor a 0.25	Severa

Determinación del porcentaje de profundidad máxima del defecto. Se puede determinar la profundidad de un defecto producido por corrosión, mediante una comparación porcentual entre la profundidad del defecto de la pared frente al espesor de pared nominal, como se indica en la siguiente ecuación:

$$\%profundidad = 100 * \frac{d}{t}$$

Dónde:

d = Medida máxima de la profundidad del área corroída, en mm (in).

t = Espesor nominal de la pared de la tubería, en mm (in) (ASME B31.G, 1991).

La máxima profundidad medida del área corroída “d” es determinada de la diferencia entre el espesor nominal y el espesor de pared medido (Ecuación 28), éste último dato se obtiene de la medición de espesores.

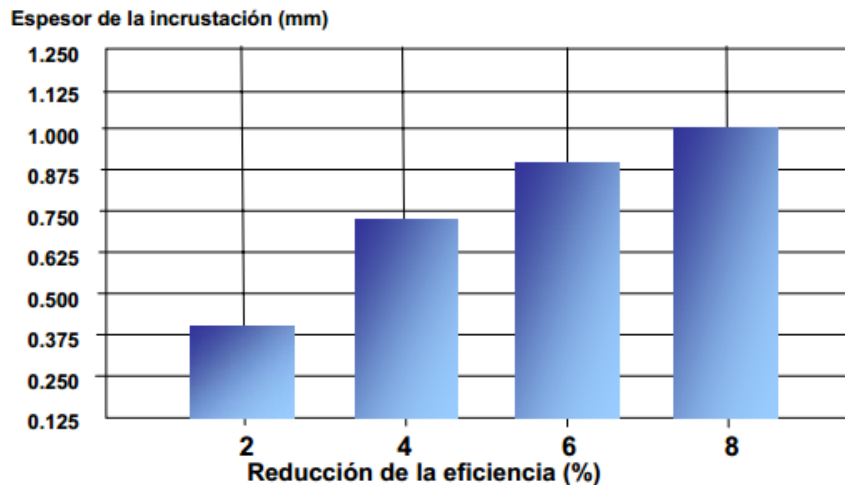
Anexo K. Propuesta de mejoramiento para el sistema de agua.

PRODUCTOS QUÍMICOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA

ANTIINCRUSTANTES: Cuando los volúmenes de agua de reposición son altos, se deposita el Calcio y el Magnesio principalmente, formando las denominadas incrustaciones, que se adhieren a las paredes, aumentando el espesor de las paredes y disminuyendo por lo tanto la transferencia de calor: con lo que los equipos pierden eficiencia.

En la figura 43, se muestra la relación existente entre la reducción de la eficiencia de la transferencia de calor y el espesor de la incrustación.

Figura 118. Espesor incrustación vs reducción de la eficiencia.



Identificación del tipo de incrustación producida por:

- Sulfato cálcico:* origina una costra muy dura que se adhiere tenazmente a las superficies calefactoras.
- Carbonato cálcico:* es una incrustación blanda, removible por lavado con agua

- c) *Carbonato de magnesio*: forma una costra blanca similar a la de carbonato de cálcico.
- d) *Sílice*: es un aportante a la formación de una incrustación vítrea a los depósitos de sulfato cálcico. Se reconoce por su apariencia de porcelana, nociva para sistemas en los cuales operan turbinas.
- e) *Silicato de calcio y magnesio*: ambos tienden a producir costras de estructura densa y cristalina, muy adherentes a las superficies de transferencia térmica y con bajas características de transferencia de calor.
- f) *Carbonato de hierro*: se encuentra con frecuencia en otras incrustaciones añadiendo un estado corrosivo
- g) *Fosfato de calcio y magnesio*: lodo blanco que se elimina con lavado y purga de lodos.
- h) *Sulfato de magnesio*: incrustación blanca vítrea muy dura.

Los inhibidores de costra son polímeros de superficie cargados negativamente. Cuando los minerales exceden sus solubilidades y empiezan a combinarse, los polímeros comienzan a unirse. La estructura para la cristalización es disturbada y la formación de costra es prevenida. Las partículas de costra combinadas con los inhibidores permanecerán dispersados y suspendidos. Ejemplos de inhibidores de costra son ésteres de fosfato, ácido fosfórico y soluciones de ácido poliacrílico de bajo peso molecular.

Entre los equipos que podemos emplear para tratar la dureza responsable de las incrustaciones tenemos los suavizadores:

Funciones de los suavizadores

Los suavizadores son equipos que se encargan de eliminar la Dureza del

agua y de tratar el exceso de sales y minerales en el agua, por medio de membranas, y de resinas que puede estar compuesta del tipo poliestireno y divinilbenceno sulfonado son también llamadas catiónicas fuertes, que poseen una capacidad de intercambio de iones de calcio y magnesio por sodio. Evitando así las incrustaciones, La resina una vez agotada se regenera con sal.

Entre los tipos de suavizadores tenemos: (cal de sosa y el de permuta).

- Mecánicos: se hace pasar el agua a través de membranas semipermeables a altas presiones reteniendo así las partículas duras. Mantenimiento constante (limpieza de la membrana).
- Químicos: se hace circular el agua a través de un compuesto químico (cal de sosa o permuta). Produciendo un intercambio de iones que originan el ablandamiento del agua
- Eléctricos: se genera un fuerte campo magnético que altera la composición moléculas de los cristales de calcio modificando su estructura molecular.

Es recomendable emplear un suavizador químico.

Ventajas:

- En una sola operación se trata por completo la dureza.
- No presenta problemas de contaminación o residuos.
- Reduce los costos de producción, disposición y mantenibilidad.

Los suavizadores pueden usarse para diferentes aplicaciones:

- Residencial.
- Comercial.
- Industrial.

BALANCEADORES DE pH: Sustancia que nos elevan el valor del pH entre 8.5 y 9.5 ideal para evitar los procesos corrosivos. Acondicionadores del pH.

El pH es aumentado o disminuido a través de la adición de bases o ácidos. Un ejemplo de disminución de pH es la adición de clorhídrico, en caso de un líquido básico. Un ejemplo de subida de pH es la adición de hidróxido sódico en caso de un líquido ácido.

Para neutralizar los ácidos y las bases utilizamos la solución del hidróxido de sodio (NaOH), el carbonato de calcio, o la suspensión de cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) para aumentar niveles del pH. Utilizamos el ácido sulfúrico diluido (H_2SO_4) o ácido clorhídrico diluido (HCl) para declinar niveles del pH. La dosis de agentes que neutralizan el pH, dependen del agua en un lavabo de la reacción. Las reacciones de la neutralización causan una subida en la temperatura.

SECUESTRANTES DE OXIGENO: Inhiben concentraciones de Oxígeno dentro del sistema, elemento primordial para que se inicien procesos de oxidación y posteriormente de corrosión.

Para evitar que las reacciones de la oxidación ocurran en el agua se emplean. Limpiadores de oxígeno incluyen productos volátiles como hidrocina (N_2H_4) u otros productos orgánicos como carbohidrocina, hidroquinona, dietilhidroxietanol, metiletilcetocina, pero también no volátiles como sales de sulfito sódico y otros compuestos inorgánicos o derivados de ellos. Las sales a menudo contienen compuestos catalizadores para incrementar la proporción de reacción con oxígeno disuelto por ejemplo cloruro de cobalto.

Limpiadores de Resinas.

Las resinas de intercambio de iones necesitan ser regeneradas después de ser aplicadas, después de esto, pueden ser reusadas, pero todo el tiempo los intercambiadores de iones son usados y el ensuciamiento tiene lugar.

Limpieza con dióxido de cloro sirve para eliminar contaminantes orgánicos en resinas intercambiadores de iones. La prioridad de todo tratamiento de limpieza con resina debería ser la regeneración. Después que, en caso de dióxido de cloro es usado, 500ppm de dióxido de cloro en solución es pasado a través de la resina y los contaminantes se oxidan.

Antiespumas.

La espuma es una masa de burbujas creadas cuando ciertos tipos de gas se dispersan en un líquido. Las películas fuertes del líquido que las burbujas, forman volúmenes grandes de espuma no productiva.

Las mezclas de antiespumas contienen los aceites combinados con cantidades pequeñas de silicona. Ellos rompen la espuma gracias a dos característica de la silicona: incompatibilidad con los sistemas acuosos y facilidad de separarse. Los de antiespumas están disponibles como polvo o como emulsión del producto puro.

Inhibidores de corrosión

Los inhibidores son los productos químicos que reaccionan con una superficie metálica, dando a la superficie cierto nivel de protección. Los inhibidores trabajan a menudo fijándose por absorción en la superficie metálica, protegiendo la superficie metálica formando una película.

Inhibidores de la corrosión. Estos son:

1) ***inhibidores pasivos*** (pasivos). Éstos causan un cambio del potencial de la corrosión, forzando la superficie metálica en el tipo pasivo. Los ejemplos de los inhibidores de la pasividad son aniones oxidantes, tales como iones del cromato, del nitrito y del nitrato y los no oxidantes tales como fosfato y molibdato. Estos inhibidores son los más eficaces y por lo tanto posiblemente los más usados extensamente.

2) ***inhibidores catódicos***. Algunos inhibidores catódicos, tales como compuestos del arsénico y del antimonio, trabajan haciendo la recombinación y la descarga del hidrógeno más difíciles. Otros inhibidores catódicos, iones tales como calcio, cinc o magnesio, se pueden precipitar como óxidos para formar una capa protectora en el metal.

3) ***inhibidores orgánicos***. Éstos afectan a la superficie entera de un metal corrosivo cuando están presentes en cierta concentración. Los inhibidores orgánicos protegen el metal formando una película hidrofóbica en la superficie del metal. Los inhibidores orgánicos serán fijados por adsorción según la carga iónica del inhibidor y la carga en la superficie.

4) ***precipitación inducida por los inhibidores***. Éstos son los compuestos que causan la formación de precipitados en la superficie del metal, de tal modo que proporciona una película protectora. Los inhibidores más comunes de esta categoría son silicatos y fosfatos.

5) ***Inhibidores Volátiles De la Corrosión (IVC)***. Estos son compuestos transportados en un ambiente cerrado al sitio de la corrosión por volatilización de una fuente. Los ejemplos son morfolina e hidracina y sólidos volátiles tales como sales del dicitclohexilamina, ciclohexilamina y

hexametileno-amina. En contacto con la superficie del metal, el vapor de estas sales condensa y es hidrolizado por humedad, para liberar iones protectores.

Productos Químicos Propuestos.

Se proponen los siguientes productos químicos a utilizar para la desincrustación y tratamiento del agua de alimentación de la caldera pirotubular.

CANTIDAD DE PRODUCTO NECESARIA

Para la des incrustación:

PRAXIS 222 Desincrustante Químico 2 cuñetes x 20 litros = 40 litros

PRAXIS 85 Balanceador de pH = 1 cuñete x 20 litros = 20 litros

PRAXIS 111 tratamiento de Agua para calderas: = 1 cuñete x 20 litros = 20 litros

- Carga Inicial o de Choque. 10 litros
- Carga de mantenimiento para Trabajo de 12 Horas : 1 litro

Formulación avanzada (PRAXIS 111) de poliacrilatos, sustancias secuestrantes, que controlan la dureza, pH, alcalinidad, corrosión y oxígeno disuelto en las calderas.

VENTAJAS

No contiene aminas, posee polifosfatos que evitan la corrosión, evita la formación de incrustación y depósitos en la caldera. es un producto líquido que controla todos los parámetros, elimina los gases disueltos en el agua, elimina el carry over, mantiene la eficiencia de la caldera, disminuye el

tiempo de parada de la caldera para mantenimiento.

Cuando la caldera se encuentra en Stand-by por tiempos superiores a 20 días se debe dejar una carga de Choque al momento de apagarla.

Tabla 14. Productos químicos para conservación de la caldera.

COTIZACION		
PRODUCTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
PRAXIS 222 Desincrustante Químico	\$ 7.810.00	\$ 312.400.00
PRAXIS 85 Balanceador de pH Básico	\$ 7.590.00	\$ 151.800.00
PRAXIS 111 Tratamiento de Agua	\$ 9.200.00	\$ 184.000.00
Asesoría Desincrustación		\$ 1.000.000.00

**** A ESTOS PRECIOS SE LE DEBE INCREMENTAR EL IVA (16%)**

Cotización praxis laboratorios

VERTIMENTOS

- Los vertimientos resultantes de la limpieza química de los equipos, se deben ajustar a las condiciones, características y cantidades establecidas en la Norma 3957 de 2009 (**la cual establece la norma técnica, para el control y manejo de los vertimientos realizados a la red de alcantarillado público**) en concordancia con el Decreto 1594 de 1984.

Anexo L. Propuesta de mejoramiento del sistema de tratamiento de agua.

Teniendo en cuenta la importancia de un adecuado tratamiento de agua para la caldera, se propone a continuación un mejoramiento del sistema de tratamiento actual en el cual se incluyen algunos procesos los cuales garantizarían un agua que cumpla con los requerimientos establecidos y recomendados para el uso en las calderas pirotubulares.

Figura 119. Componentes Subsistema de Agua.

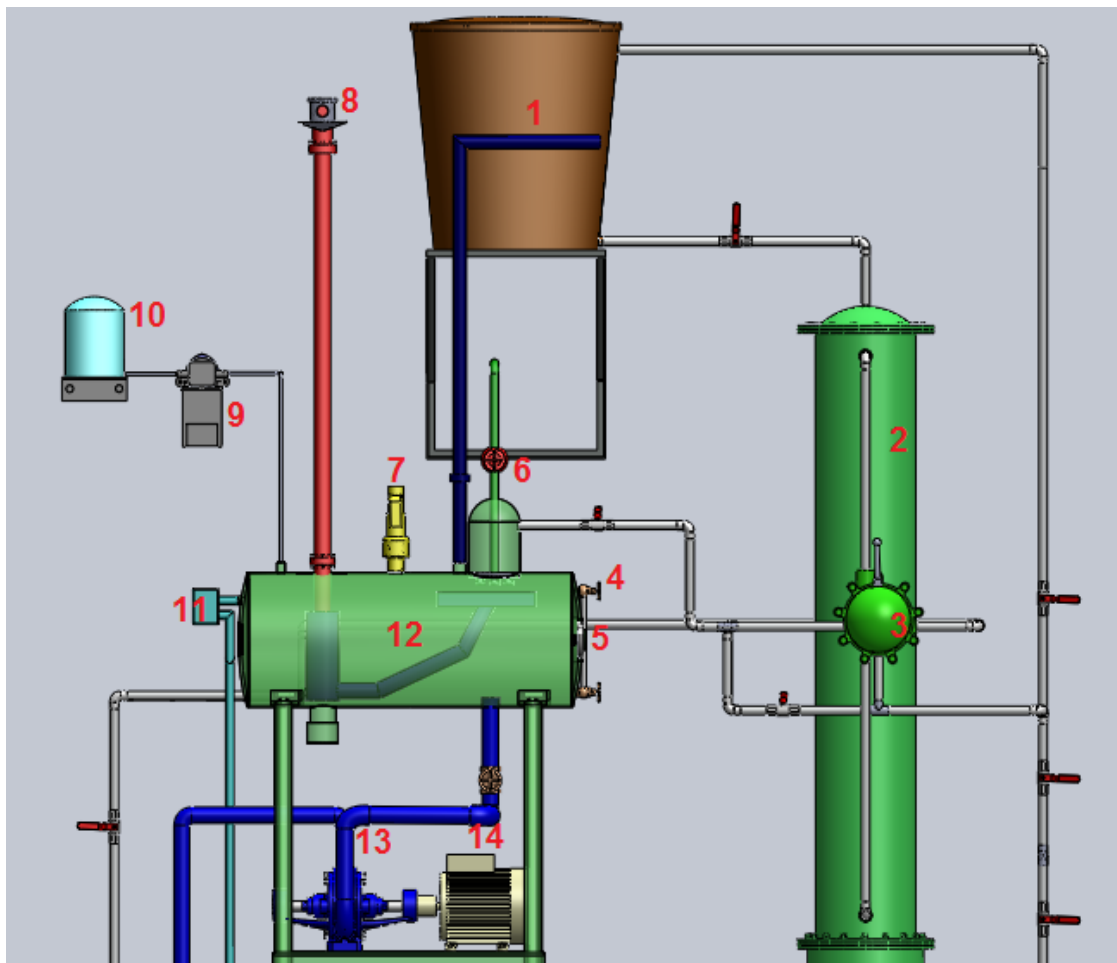


Tabla 15. Partes principales sistema de Tratamiento de agua propuesto.

1. Tanque de salmuera.	8. Reductora de presión de vapor.
2. Suavizador.	9. Dosificador
3. Válvula multipuertos.	10. Tanque de producto químico.
4. Mirilla nivel de agua.	11. Trampa de vapor (utilizada como nivel de desbordamiento).
5. Termómetro.	12. Tanque desaireador.
6. Válvula de venteo.	13. Bomba.
7. Válvula de seguridad.	14. Motor trifásico

Dispositivos necesarios para el mejoramiento del sistema de agua.

Reductora de presión de vapor

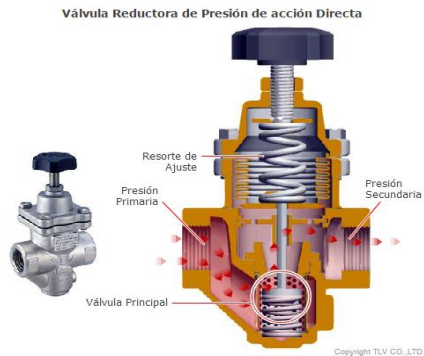
Las válvulas reductoras de presión (PRV) pueden ser utilizadas para proveer un control más preciso de la presión aguas abajo. Automáticamente ajustan la cantidad de apertura de la válvula para permitir que la presión permanezca sin cambio alguno aun cuando el flujo tiene una fluctuación. La reductora de presión ofrece la ventaja de ser capaz de controlar totalmente la presión a través de auto-operación completamente automática, que no requiere ningún tipo de energía motriz. Esto ofrece la ventaja adicional de una acción de respuesta extremadamente rápida, ya que funciona automáticamente censando la presión.

Tipos de válvulas reductoras de presión

El mecanismo que automáticamente ajusta a la presión en las válvulas reductoras, utiliza el equilibrio entre la presión de vapor y el resorte de ajuste o taraje. Sin embargo, cuando se trata del mecanismo que determina la cantidad de apertura de la válvula, podemos encontrar dos tipos:

Válvula de acción Directa: El resorte de ajuste aplica la fuerza de ajuste directa sobre la válvula principal. Son usadas cuando las cargas son pequeñas y se acepte alguna caída de presión. Generalmente como esterilizadores, unidades de calentamiento, humidificadores, y equipos pequeños.

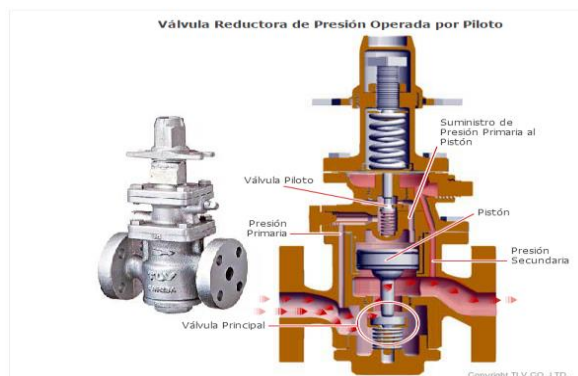
Figura 120. Válvula de acción directa.



Fuente: <http://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/pressure-reducing-valves-for-steam.html>.

Válvula Operada por Piloto: El resorte de ajuste aplica la fuerza directamente en la válvula piloto, la cual es más pequeña y totalmente distinta a la válvula principal. Respondiendo inmediatamente a cualquier cambio en las condiciones de flujo mientras mantienen estable la presión secundaria en donde se requiere de un control preciso de presión.

Figura 121. Válvula operada por piloto.



Fuente: <http://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/pressure-reducing-valves-for-steam.html>

En el caso del sistema de tratamiento de agua que se propone para la caldera pirotubular se empleara una válvula reductora de presión de acción directa.

Desaireador

Para prevenir problemas de corrosión o pitting se debe realizar una instalación del subsistema Desaireación o también llamado desgasificación junto con sus respectivos dosificadores de productos químicos, la función de este equipo es eliminar gases disueltos como oxígeno y dióxido de carbono. Esto se consigue calentando el agua de alimentación por medio de un contacto ducha-aire (agitación) del condensado y agua de alimentación. Al sistema actual se le deberían implantar una línea de conexión entre tanque de recuperación de condensado y el sistema de tratamiento de agua de la caldera ya que con esto se evitaría someter a choque térmico, dilataciones y contracciones de tubos, placas y domos debido a la baja temperatura que esta ingresa. Generando con esto un notable ahorro energético.

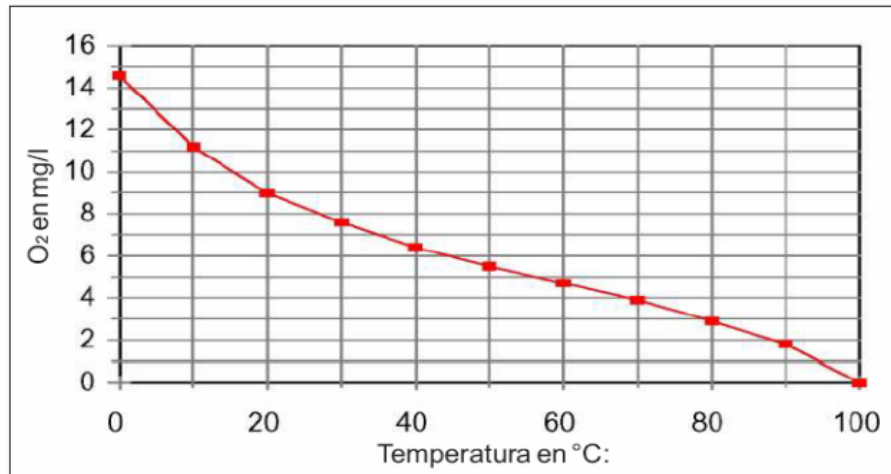
Adicional mente la instalación del sistema Desaireación requiere una conexión de la línea de vapor al subsistema de tratamiento de agua; ésta mezcla se realiza por la parte superior del tanque a su vez se le inyecta vapor por medio de una línea en la parte inferior del tanque.

Sus principales funciones son:

- Elimina gran parte de O₂ y CO₂ disuelto en el agua. previniendo así la formación del corrosivo ácido carbónico. La desaireación completa del agua de alimentación debe llevarse a cabo por medio de un proceso químico.

- Para llevar a cabo la desaireación se aprovecha la solubilidad de los gases decrece con el aumento de temperatura, por lo que el proceso debe contar con el calentamiento del agua de alimentación. mediante vapor de la propia caldera.

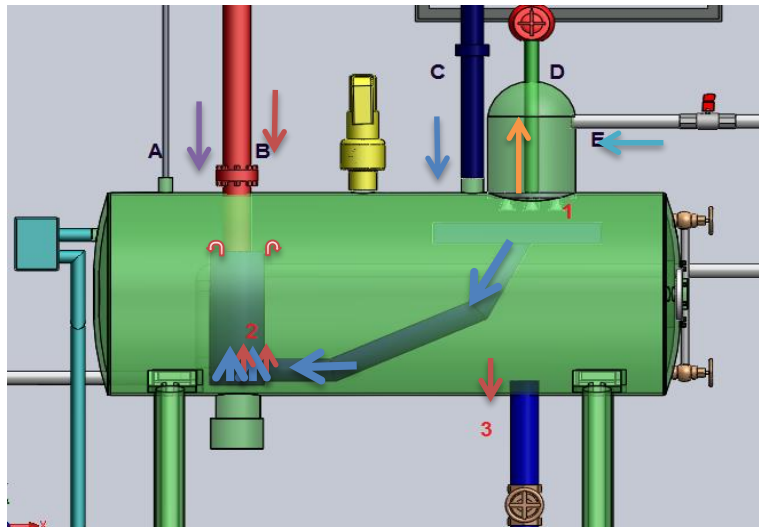
Figura 122. Relación Temperatura vs oxígeno en el agua.



Solubilidad de oxígeno en función de la temperatura a 1 bar (1) en agua pura (fuente: Manual de agua WABAG)

- Los desaireadores pueden estar diseñados de tres maneras:
- **Desaireadores de bandejas:** El agua de alimentación de la caldera se hace circular por bandejas de rebose de forma gravitacional mientras intercambia calor con el vapor.
- **Desaireadores de spray o de atomización:** El agua de alimentación de la caldera se atomiza y entra en contacto con el vapor.
- **Desaireadores mixtos:** Son una mezcla de los dos tipos anteriores hacen circular el agua atomizada por bandejas de rebose mientras intercambia calor con el vapor.
- Los gases se separan del agua y se ventean por la parte superior del desaireador.

Figura 123. Implantación Desaireador Mixto.



El agua de alimentación proveniente del suavizador entra por la tubería E a su vez el condensado ingresa por la tubería C mezclándose en la bandeja en forma de ducha (1), posteriormente se adiciona vapor por la línea B incrementando la temperatura del agua. El secuestrante de oxígeno es agregado por la línea A de forma continua. En todo el proceso Los gases se separan del agua y se ventean por la parte superior del desaireador D.

Trampa de vapor

Utilizada como control de nivel de condensado. Las trampas de vapor son un tipo de válvula automática que filtra el condensado y gases sin dejar escapar al vapor. Los mecanismos mayormente usados en estos equipos son aquellos que dependen de las diferencias en temperatura, gravedades específicas y presión. Las condiciones del sistema determinan las especificaciones mínimas de la trampa para presión, temperatura, capacidad de descarga, material y tipo de conexión.

- **Factores de selección**

Material del Cuerpo de la trampa de vapor

El material se selecciona en base a la temperatura y presión máximas de operación en el punto de descarga de condensado (PDC). El material debe de cumplir también la presión de prueba y la temperatura y presión máximas de diseño de tubería. Regidos por estándares como la ASME o DIM. Los materiales usados para el cuerpo, la tapa y las otras partes resistentes a la presión de la trampa de vapor no son diferentes a los usados en otros tipos de válvulas. Las trampas de acero inoxidable han resultado cada vez más populares porque son típicamente más fáciles de dar mantenimiento y ofrecen mayor vida útil.

Dimensionamiento tubería trampa de vapor

Generalmente, se recomienda dimensionar la tubería de condensado a la descarga del equipo de proceso, aguas arriba de la trampa, según la siguiente tabla.

Tabla 16. Dimensionamiento tubería de la trampa de vapor.

Máxima Carga de Condensado	Tamaño de la Tubería a la Salida del Equipo
Menor a 200 kg/h (440 lb/h)	15 mm [1/2 in.]
200 - 500 kg/h (440 a 1100 lb/h)	20 mm [3/4 in.]
0.5 - 1 t/h	25 mm [1 in.]
1 - 2 t/h	32 mm [1 1/4 in.]
2 - 3 t/h	40 mm [1 1/2 in.]
3 - 5 t/h	50 mm [2 in.]
Más de 5 t/h	65 - 100 mm [2 1/2 - 4 in.]

Fuente: <http://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/steam-trap-selection-part-2.html>

Termómetro

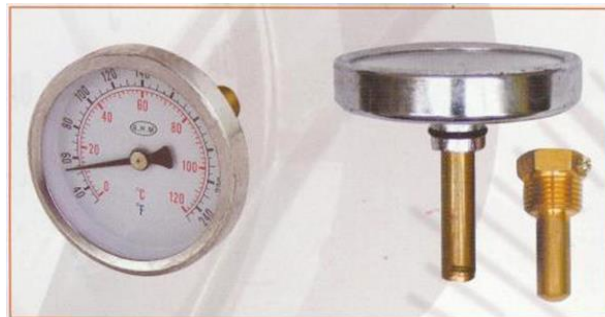
Para observar la temperatura del agua de alimentación de la caldera es necesario la implementación de un termómetro para con este dato ingresar a la tabla de solubilidad del oxígeno en el agua tabla 17 y figura 124 para adicionar la cantidad necesaria de secuestrante.

Tabla 17. Especificaciones del termómetro.

Modelo no.	SHB-03
Dial	2", 2,5"
Gama	0-120°C (°CorC&F)
Case&Ring	Caso en anillo plateado acero en acero inoxidable
Lente	Vidrio con la conexión y el anillo
Tronco	L=50mm
Conexión	Conexión trasera el 1/2" NPT, BSP
Exactitud	el $\pm 2\%$

Fuente: <http://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/steam-trap-selection-part-2.html>

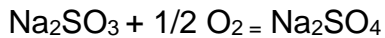
Figura 124. Termómetro.



Fuente: <http://spanish.manometerthermometer.com/>

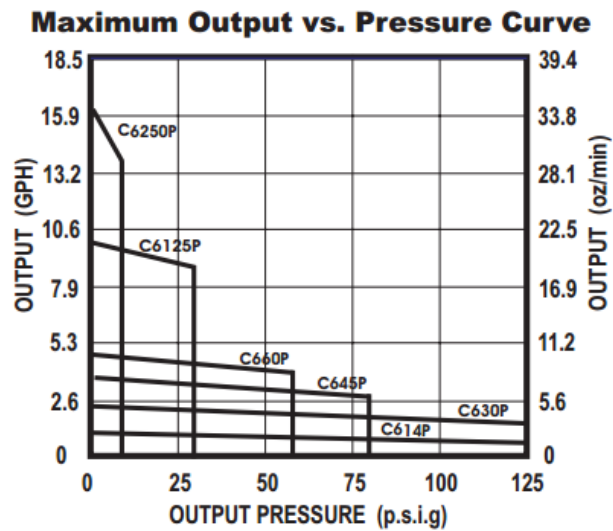
Dosificador de producto químico.

Producto químico a utilizar para efectuar la remoción de oxígeno. Se emplearía sulfito de sodio (Na_2SO_3) administrando continuamente como secuestrante de oxígeno dando como resultado sulfato de sodio (Na_2SO_4) el cual no provoca corrosión.



La reacción química requiere 7.88 Kg de Sulfito de sodio puro por cada Kilogramo de oxígeno.

Figura 125. Salida GPH vs Presión.



Fuente: Catálogo AQUASWIM S.A.S.

Figura 126. Conexión químico con el dosificador.

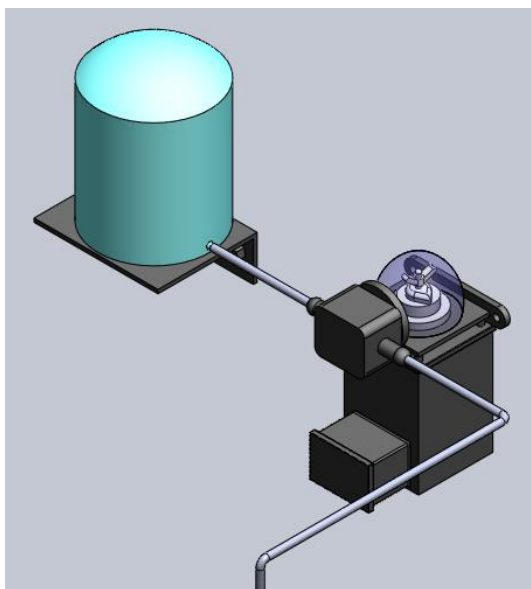


Figura 127. Codificación del dosificador.

Model Number Matrix:

MODEL C-6 P -

Maximum Motor RPM	
14 = 14 RPM	60 = 60 RPM
30 = 30 RPM	125 = 125 RPM
45 = 45 RPM	250 = 250 RPM
Pump Head / Wet Parts	
P = Heavy duty cartridge style polypropylene head	
HV = High volume output acrylic head	
Power Supply Voltage	
115VAC = 115V60Hz	
220VAC = 220V50Hz (20% less output)	
230VAC = 230V60Hz	
24VAC = 24V60Hz	
12VDC = 12V DC	
24VDC = 24V DC	

Fuente: Catálogo AQUASWIM S.A.S.

Figura 128. Selección de Dosificador.

Flow rate and pressure capacities:

AC powered models:

Max Output at 0 PSI				Strokes	Max	115V/60Hz	230V/60Hz	220V/50Hz*
GPD	GPH	LPH	OZ/MIN	Per minute	PSI	Model Number	Model Number	Model Number
24	1.0	3.8	2.7	14	125	C-614P-115VAC	C-614P-230VAC	C-614P-220VAC
58	2.4	9.3	5.2	30	125	C-630P-115VAC	C-630P-230VAC	C-630P-220VAC
91	3.8	14.9	8.1	45	80	C-645P-115VAC	C-645P-230VAC	C-645P-220VAC
110	4.6	17.4	9.8	60	60	C-660P-115VAC	C-660P-230VAC	C-660P-220VAC
237	9.9	37.0	21.1	125	30	C-6125P-115VAC	C-6125P-230VAC	C-6125P-220VAC
389	16.2	61.4	34.6	250	10	C-6250P-115VAC	C-6250P-230VAC	C-6250P-220VAC

* Note: 220V/50Hz models deliver approximately 20% less output.

Fuente: Catálogo AQUASWIM S.A.S.

Cotización AQUASWIM S.A.S

REF: C630P - 2.4 GPH - 110 VOLT \$ 630.000.

REF: C660P - 4.6 GPH - 110 VOLT 670.000.

TANQUE DE CONDENSADO

Se encarga de la recolección del agua formada por la condensación del vapor, que retorna de las líneas y equipos, para de esta forma ser reinyectada a la caldera por medio de la bomba de alimentación. La finalidad de utilizar condensado es reducir el consumo de agua tratada y el consumo de energía. Con la llegada de vapor al tanque de condensado se evita el manteniendo de las trampas de vapor por estar en buen estado.

Al tanque de condensado llega también una tubería de suministro de agua fría, con el fin de reponer las pérdidas de agua en el caso de que sea necesario. Esta alimentación de agua fría no debe utilizarse para disminuir la temperatura del condensado ya que esto representa una pérdida económica.

Anexo M. PLC S7-1200.

Introducción al PLC S7-1200.

El controlador lógico programable (PLC) S7-1200 ofrece la flexibilidad y capacidad de controlar una gran variedad de dispositivos para las distintas tareas de automatización. Gracias a su diseño compacto, configuración flexible y amplio juego de instrucciones, el S7-1200 es idóneo para controlar una gran variedad de aplicaciones.

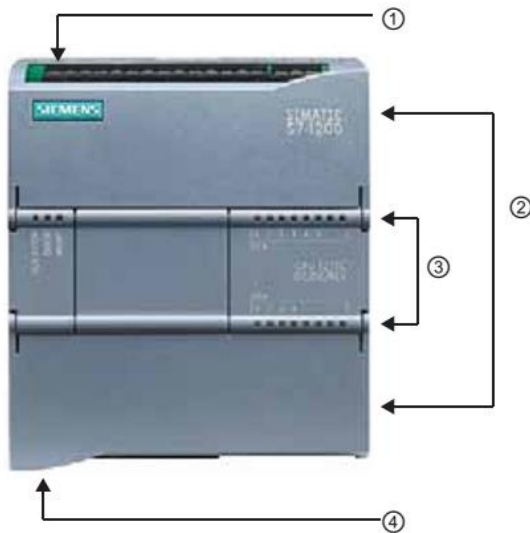
La CPU incorpora un microprocesador, una fuente de alimentación integrada, así como circuitos de entrada y salida en una carcasa compacta, conformando así un potente PLC. Una vez cargado el programa en la CPU, ésta contiene la lógica necesaria para vigilar y controlar los dispositivos de la aplicación. La CPU vigila las entradas y cambia el estado de las salidas según la lógica del programa de usuario, que puede incluir lógica booleana, instrucciones de contaje y temporización, funciones matemáticas complejas, así como comunicación con otros dispositivos inteligentes.

Numerosas funciones de seguridad protegen el acceso tanto a la CPU como al programa de control:

- Toda CPU ofrece protección por contraseña que permite configurar el acceso a sus funciones.
- Es posible utilizar la "protección de know-how" para ocultar el código de un bloque específico.

La CPU incorpora un puerto PROFINET para la comunicación en una red

PROFINET. Los módulos de comunicación están disponibles para la comunicación en redes RS485 o RS232.



- ① Conector de corriente
- ② Conectores extraíbles para el cableado de usuario (detrás de las tapas)
- ② Ranura para Memory Card (debajo de la tapa superior)
- ③ LEDs de estado para las E/S integradas
- ④ Conector PROFINET (en el lado inferior de la CPU)

Los diferentes modelos de CPUs ofrecen una gran variedad de funciones y prestaciones que permiten crear soluciones efectivas destinadas a numerosas aplicaciones. Para más información sobre una CPU en particular, consulte los [datos técnicos](#)

Función	CPU 1211C	CPU 1212C	CPU 1214C
Dimensiones físicas (mm)	90 x 100 x 75		110 x 100 x 75
Memoria de usuario	<ul style="list-style-type: none"> • 25 KB • 1 MB • 2 KB 		<ul style="list-style-type: none"> • 50 KB • 2 MB • 2 KB
E/S integradas locales	<ul style="list-style-type: none"> • 6 entradas/4 salidas • 2 entradas 	<ul style="list-style-type: none"> • 8 entradas/6 salidas • 2 entradas 	<ul style="list-style-type: none"> • 14 entradas/10 salidas • 2 entradas
Tamaño de la memoria imagen de proceso	1024 bytes para entradas (I) y 1024 bytes para salidas (Q)		
Área de marcas (M)	4096 bytes		8192 bytes
Ampliación con módulos de señales	Ninguna	2	8
Signal Board	1		
Módulos de comunicación	3 (ampliación en el lado izquierdo)		
Contadores rápidos	3	4	6
• Fase simple	• 3 a 100 kHz	• 3 a 100 kHz 1 a 30 kHz	• 3 a 100 kHz 3 a 30 kHz
• Fase en cuadratura	• 3 a 80 kHz	• 3 a 80 kHz 1 a 20 kHz	• 3 a 80 kHz 3 a 20 kHz
Salidas de impulsos	2		
Memory Card	SIMATIC Memory Card (opcional)		
Tiempo de respaldo del reloj de tiempo real	Típico: 10 días / Mínimo: 6 días a 40 °C		
PROFINET	1 puerto de comunicación Ethernet		
Velocidad de ejecución de funciones matemáticas con números reales	18 µs/instrucción		
Velocidad de ejecución booleana	0,1 µs/instrucción		

Anexo N. Softwares utilizados.

TIA Portal software de programación del PLC.

Con el Integrated Automation Portal Totalmente (TIA Portal), Siemens ofrece un marco de ingeniería que hace posible la implementación de soluciones de automatización de cualquier parte del mundo en todas las industrias. Desde la planificación hasta la puesta en marcha, operación y mantenimiento de todo el camino a la modernización de los sistemas de automatización existentes.



ORCAD.

OrCAD es una suite de productos para la EDA, e incluye un editor de esquemas (Captura), un simulador de circuitos (PSpice) y un diseñador de PCB. Esta herramienta se utiliza principalmente para la automatización de diseño electrónico (EDA). El software es utilizado principalmente para crear esquemas y estampados electrónicos para la fabricación de placas de circuito impreso.



PROFICAD.

ProfiCAD está diseñado para dibujar diagramas eléctricos y electrónicos, esquemas, diagramas de circuitos de control y también se puede utilizar para diagramas hidráulicos, neumáticos y otros tipos de diagramas técnicos.



SOLIDWORKS.

SolidWorks es un software CAD (diseño asistido por computadora) para modelado mecánico en 3D. El programa permite modelar piezas y conjuntos y extraer de ellos tanto planos técnicos como otro tipo de información necesaria para la producción. Es un programa que funciona con base en las nuevas técnicas de modelado con sistemas CAD. El proceso consiste en trasvasar la idea mental del diseñador al sistema CAD, "construyendo virtualmente" la pieza o conjunto. Posteriormente todas las extracciones (planos y ficheros de intercambio) se realizan de manera bastante automatizada.



EDA KiCad.

KiCad es una suite de software de EDA para la creación de esquemas profesionales y placas de circuitos impresos. Con KiCad puede crear diagramas esquemáticos y placa de circuito impreso hasta 32 capas de cobre. KiCad viene con un rico conjunto de bibliotecas con modelos 3D también.

