

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE VIÑA DEL MAR – JOSÉ MIGUEL CARRERA

PLAN DE MANTENIMIENTO Y CERTIFICACIÓN DE CALDERAS SEGÚN
NUEVO DECRETO 10

Trabajo de Titulación para optar al Título
Profesional de Ingeniería de Ejecución en
MECÁNICA DE PROCESOS Y
MANTENIMIENTO INDUSTRIAL

Alumnos:

Félix Francisco Becerra Castro

Ernesto Elías Maldonado Sepúlveda

Profesor Guía:

Ing. Sr. Haroldo Romero Jara

2016

DEDICATORIAS

A mis padres, Francisco Becerra y Ligia Castro, por ser los pilares fundamentales en cada etapa de mi vida, además de ser fuente constante de motivación, darme su apoyo incondicional siempre e inculcar los valores principales de la vida.

A Yasmín Becerra, Frankie Espinoza y Constanza Espinoza Becerra por haberme acogido en su hogar, acompañado durante los años de estudio y hacer más grata la estadía lejos de casa.

A los compañeros con quienes compartí horas de clases, estudio, ratos libres y preparación para certámenes.

A los profesores por habernos traspasado sus conocimientos y darnos las herramientas, competencias y preparación para asumir los desafíos propios de la Ingeniería Mecánica y el Mantenimiento Industrial.

Muchas gracias.

Félix Francisco Becerra Castro

Primero que todo, agradezco infinitamente a mis padres y hermana, como dicen, la familia siempre esta primero y ellos siempre me brindaron todo el apoyo posible durante mi formación profesional y valórica, poniendo siempre mi bienestar por delante de sus intereses, es gracias a ellos el que hoy sea quien soy.

A mis amigos, aquellos que me acompañaron durante toda mi vida universitaria y aquellos que han estado conmigo desde antes, acompañándome en estupideces y carretes, han hecho de mis días de universitarios, una de las mejores etapas de mi vida.

A mi novia, quien me ha acompañado incondicionalmente en cada uno de los pasos que he dado, siempre riendo y entregándome recuerdos bellísimos, apoyándome incondicionalmente siempre que te he necesitado, eres la mejor partner que he tenido.

A todos mis compañeros en la universidad, espero que todos tengan éxito en su vida como profesionales. Un abrazo.

Gracias

Ernesto Elías Maldonado Sepúlveda.

RESUMEN

KEYWORDS: MANTENIMIENTO, CALDERA, DECRETO 10

Inicialmente se efectúa un estudio de antecedentes base característicos de las calderas generadoras de vapor, su clasificación, componentes principales y accesorios, introduciendo así, a la caldera, como un equipo crítico en cualquier planta que necesite vapor de agua para desarrollar su proceso productivo. Se definen algunos artículos del actual reglamento de calderas D10/2013 MINSAL con el fin de comprender el ámbito normativo y legal que rige sobre las calderas.

Se presentan las fallas y averías más frecuentes en calderas, analizando los métodos para disminuir o evitar estos problemas, con el fin de poder definir un plan de mantenimiento adecuado considerando la criticidad del equipo.

Posteriormente, a partir del análisis de resultados y habiendo definido un plan de mantenimiento, se generó una matriz, la cual identifica las acciones a tomar incluyendo su periodicidad, basada en la mantención y operación continua de una caldera generadora de vapor estándar para la industria.

Finalmente, se describe el procedimiento para llevar a cabo de manera correcta, las revisiones y pruebas estipuladas en el artículo 42 del D10/2013 MINSAL, incluyendo documentos oficiales de referencia y una matriz diseñada con el fin de apoyar las labores de certificación de una caldera.

El mantenimiento juega un rol sumamente importante en el proceso de certificación de calderas, ya que sin un mantenimiento adecuado, la caldera, lo más probable es que no pase las pruebas oficiales (revisión interna y externa, prueba hidrostática, etc.)

Uno de los mayores beneficios que el plan de mantenimiento fomentará es el control del estado de la caldera y su funcionamiento. Teniendo siempre como objetivo principal proteger la vida de los operarios, evitar daños a los equipos y mantener la disponibilidad en el suministro de vapor.

Para las empresas que utilizan vapor en sus procesos productivos, la caldera es el equipo más importante del circuito de vapor. Con el plan de mantenimiento se aportará a que se tenga una idea clara sobre las tareas y frecuencia de mantenimiento a estos equipos.

ÍNDICE

RESUMEN

SIGLAS Y SIMBOLOGÍAS

INTRODUCCIÓN

OBJETIVOS

OBJETIVOS GENERALES

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES GENERALES

- 1.1. PRESENTACION DEL TEMA
- 1.2. GENERALIDADES SOBRE CALDERAS
 - 1.2.1. Componentes principales de una caldera
- 1.3. RESUMEN DE LAS EXIGENCIAS DEL DECRETO N°10
 - 1.3.1. Título I Disposiciones Generales
 - 1.3.2. Título II De las Condiciones Generales de Instalación y Seguridad de las Calderas de vapor, Autoclaves y Equipos que Utilizan Vapor de Agua
 - 1.3.3. Título IV De los Combustibles
 - 1.3.4. Título VI De los Profesionales Facultados Para Verificar las Condiciones Generales de Instalación y Realizar las Revisiones y Pruebas
 - 1.3.5. Título VIII De los Operadores de Calderas y Autoclaves
 - 1.3.6. Título IX Disposiciones Transitorias
- 1.4. CALDERAS DE VAPOR
 - 1.4.1. Clasificación de las calderas
 - 1.4.2. Factores de clasificación
 - 1.4.3. Calderas acuotubulares o de tubos de agua
 - 1.4.4. Calderas pirotubulares o de tubos de humos
 - 1.4.5. Accesorios y controles de las calderas

CAPÍTULO 2: CAUSAS DE FALLAS EN CALDERAS

- 2.1. PRESENTACIÓN DEL TEMA
 - 2.1.1. Causas características de fallas en equipos de vapor
- 2.2. PROBLEMAS DE SERVICIO, INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y REPARACIONES.
 - 2.2.1. Efecto del bajo nivel de agua
 - 2.2.2. Corrosión

- 2.2.3. Problemas de roturas
- 2.2.4. Problemas del lado fuego
- 2.2.5. Problemas de tuberías
- 2.2.6. Problema de válvula de seguridad

CAPÍTULO 3: PLAN DE MANTENIMIENTO

- 3.1. PRESENTACIÓN DEL TEMA
- 3.2. TIPOS DE MANTENIMIENTO
 - 3.2.1. Mantenimiento correctivo
 - 3.2.2. Mantenimiento preventivo
 - 3.2.3. Mantenimiento predictivo
 - 3.2.4. Mantenimiento cero horas
 - 3.2.5. Mantenimiento en uso
- 3.3. MODELOS DE MANTENIMIENTO POSIBLES
 - 3.3.1. Modelo correctivo
 - 3.3.2. Modelo condicional
 - 3.3.3. Modelo sistemático
 - 3.3.4. Modelo de alta disponibilidad
- 3.4. ANÁLISIS DE CRITICIDAD
- 3.5. PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM
 - 3.5.1. Determinación de fallos funcionales y fallos técnicos
 - 3.5.2. Clasificación de los fallos
 - 3.5.3. Determinación de los modos de fallo
 - 3.5.4. Determinación de medidas preventivas
 - 3.5.5. Consulta al manual del equipo
- 3.6. MANTENIMIENTO PLANIFICADO PREVENTIVO DE CALDERAS INDUSTRIALES
 - 3.6.1. Operaciones diarias
 - 3.6.2. Operaciones semanales
 - 3.6.3. Operaciones mensuales
 - 3.6.4. Operaciones semestrales
 - 3.6.5. Operaciones anuales

CAPÍTULO 4: REVISIONES Y PRUEBAS A UNA CALDERA GENERADORA DE VAPOR SEGÚN D10/2013 MINSAL

- 4.1. PRESENTACIÓN DEL TEMA
- 4.2. REVISIONES Y PRUEBAS DE LAS CONDICIONES DE SEGURIDAD DE LAS CALDERAS DE VAPOR
 - 4.2.1. Revisión interna y externa
 - 4.2.2. Prueba hidrostática
 - 4.2.3. Regulación de la válvula de seguridad y prueba de acumulación de vapor
 - 4.2.4. Revisión de la red de distribución de vapor, componentes y accesorios
 - 4.2.5. Pruebas especiales
- 4.3. PROFESIONALES FACULTADOS PARA VERIFICAR LAS CONDICIONES GENERALES DE INSTALACIÓN Y REALIZAR LAS REVISIONES Y PRUEBAS
- 4.4. AVISO PREVIO A LAS REVISIONES Y PRUEBAS
- 4.5. INFORMES TÉCNICOS
- 4.6. PLANILLA DE INSPECCIÓN PARA REALIZAR LAS REVISIONES Y PRUEBAS SEGÚN D10/2013 MINSAL

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

- ANEXO A: PLAN DE MANTENIMIENTO DE UNA CALDERA DE SERVICIOS GENERALES COMPLEMENTARIO SEGÚN METODOLOGÍA EXPUESTA EN CAPITULO 3
- ANEXO B: EJEMPLO DE MEMORIA DE CÁLCULO DE CALDERA PIROTUBULAR
- ANEXO C: FORMULARIO PARA AVISAR REVISIONES Y PRUEBAS A SEREMI E INFORMES TÉCNICOS

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1-1. Funcionamiento caldera
- Figura 1-2. Componentes principales caldera
- Figura 1-3. Puerta del hogar de una caldera
- Figura 1-4. Cuerpo de una caldera

- Figura 1-5. Placa identificadora caldera pirotubular
- Figura 1-6. Indicador de nivel de agua del tipo tubo de vidrio
- Figura 1-7. Manómetro de Bourdon sin demarcaciones para presión máxima
- Figura 1-8. Sistema de alarma acústica
- Figura 1-9. Red de distribución con tramos sin aislación
- Figura 1-10. Estanque de almacenamiento de combustible ubicado en zona alejada de sala de calderas
- Figura 1-11. Caldera pirotubular
- Figura 1-12. Caldera acuotubular
- Figura 1-13. Configuración caldera acuotubular
- Figura 1-14. Tambor de lodos y vapor en caldera acuotubular
- Figura 1-15. Alternativas calderas acuotubulares
- Figura 1-16. Caldera acuotubular con calderín longitudinal
- Figura 1-17. Caldera acuotubular con calderín cruzado
- Figura 1-18. Caldera acuotubular con tubos curvados
- Figura 1-19. Partes caldera pirotubular
- Figura 1-20. Caldera Lancashire
- Figura 1-21. Caldera económica de doble circuito
- Figura 1-22. Caldera económica de tres pasos
- Figura 1-23. Caldera compacta
- Figura 1-24. Caldera de llama reversible
- Figura 1-25. Conexiones y accesorios en una caldera pirotubular de 3 pasos de gases
- Figura 1-26. Válvula de seguridad de caldera
- Figura 1-27. Esquema de una válvula de interrupción para caldera
- Figura 1-28. Válvula de retención
- Figura 1-29. Ubicación de válvula de retención
- Figura 1-30. Válvula de purga de fondo
- Figura 1-31. Válvula de purga de fondo automática
- Figura 1-32. Manómetro con sifón tipo R
- Figura 1-33. Termómetro bimetalico
- Figura 1-34. Termómetro de gas o líquido
- Figura 1-35. Indicador de nivel y accesorios
- Figura 1-36. Cámara de control de nivel
- Figura 1-37. Controles de nivel y funda de protección instalados dentro de la caldera
- Figura 2-1. Tipos de ataques corrosivos
- Figura 2-2. Problemas con las viejas calderas roblonadas
- Figura 2-3. Zonas de uniones soldadas para la detección de grietas o roturas

- Figura 2-4. Incidencia de la llama puede causar daños severos localizados por sobrecalentamiento
- Figura 2-5. El hogar holandés (incrementa el tiempo de combustión)
- Figura 2-6. Bucle Holly retorna condensado a la caldera desde los separadores de vapor
- Figura 2-7. El bucle Hartford se usa para retornar condensado en un sistema de retorno por gravedad
- Figura 4-1. Formulario para avisar revisiones y pruebas a SEREMI
- Figura 4-2. Informe Técnico General de una caldera

ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 3-1. Análisis de criticidad de un equipo
- Tabla 3-2. Tareas de mantenimiento y su aplicación a los modelos de mantenimiento

SIGLAS Y SIMBOLOGÍAS

SIGLAS

ACHS	: Asociación Chilena de Seguridad
ANSI	: Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
ASME	: Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
ASTM	: Sociedad Americana para Ensayos y Materiales
AWS	: Sociedad Americana de Soldadura
D10	: Decreto diez
DS	: Decreto Supremo
MINSAL	: Ministerio de Salud
MMA	: Ministerio de Medio Ambiente
NTU	: Unidades Nefelométricas de Turbidez
RCA	: Resolución de Calificación Ambiental
RCM	: Mantenimiento centrado en confiabilidad
RTD	: Detector de temperatura por resistencia
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEREMI	: Secretaria Regional Ministerial
SNS	: Servicio Nacional de Salud
TPM	: Mantenimiento productivo total

INTRODUCCIÓN

Este trabajo de título pretende ser una guía a los nuevos planes de mantenimiento y certificación de calderas según el nuevo Decreto 10.

¿Por qué fue necesaria la implementación de un nuevo decreto? el Decreto Supremo N°48, era un decreto enfocado en gran medida, sólo en calderas generadoras de vapor. Sin embargo, en la industria podemos encontrar otro tipo de calderas. Por esta necesidad de crear criterios de uniformidad se crea el Decreto Supremo 10.

La importancia de realizar mantenciones en las calderas tiene relación con dos factores: la confiabilidad en el suministro de vapor y la operación con buenos niveles de eficiencia y seguridad (bajos consumos de combustibles). Ambos factores tienen relación con la operación al menor costo posible, primero por los costos de producción que tiene una falla imprevista en el suministro de vapor y segundo en la operación con los costos asociados al consumo de combustible (eficiencia de una caldera). El hecho de no reemplazar componentes de las calderas o sus equipos auxiliares en el periodo que recomienda el fabricante, se traducirá probablemente en una falla imprevista, que afectara el suministro de vapor.

Por otro lado la operación con una caldera, que por falta de mantención funciona en forma ineficiente, traerá consigo un aumento en los costos de combustible.

Actualmente el vapor de agua es un servicio muy común en la industria, utilizado principalmente para proporcionar la energía térmica en los procesos de transformación de materiales a productos. En estos procesos industriales se requiere de la aportación de calor en diferentes estados (vapor, agua sobrecalentada, etc).

El 2 de marzo de 2012, se aprueba el reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua. Dando surgimiento al nuevo Decreto 10 y reemplazando al Decreto supremo 48.

La raíz de este trabajo, se basa en la recopilación de información de distintas fuentes referidas a calderas, desarrollando un plan de mantenimiento que incluya las medidas generales a tomar, con el fin de mantener los niveles de disponibilidad de estos equipos considerados críticos, incluyendo también las revisiones y pruebas estipuladas en el actual reglamento de calderas D10/2013 MINSAL

Estos planes de mantenimiento están desarrollados de manera tal, que puedan servir de base y ser aplicables a cualquier caldera generadora de vapor presente en la industria.

OBJETIVOS

OBJETIVOS GENERALES

Generar un plan de mantenimiento base para cualquier caldera generadora de vapor de la industria, incluyendo las revisiones y pruebas necesarias para otorgar el permiso de funcionamiento de acuerdo a los estándares del actual reglamento “Decreto 10/2013 MINSAL”.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Dar a conocer las nuevas exigencias del D10 en comparación con el antiguo DS 48. Identificar los tipos de calderas generadoras de vapor, funcionamiento, accesorios y componentes enfocándose principalmente en las de tipo pirotubular y acuotubular (más comunes en la industria).
- Identificar y exponer las principales causas de fallas en calderas de vapor, definiendo las medidas de mitigación para estas.
- Indicar como abordar la realización de un plan de mantenimiento general para una caldera de vapor, definiendo las tareas y su frecuencia.
- Definir los procedimientos para realizar de manera correcta las revisiones y pruebas estipuladas en el D10.

CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES GENERALES

1. ANTECEDENTES GENERALES

1.1. PRESENTACION DEL TEMA

Debido a la necesidad de poner al día la normativa y actualizar el reglamento de calderas se crea el Decreto supremo 10. En este capítulo se detallará el funcionamiento básico de una caldera, sus componentes y accesorios principales, las diferencias entre el Decreto Supremo N°48 y el Decreto 10, y la clasificación de las calderas, enfocándose en los tipos acuotubular y pirotubular.

1.2. GENERALIDADES SOBRE CALDERAS

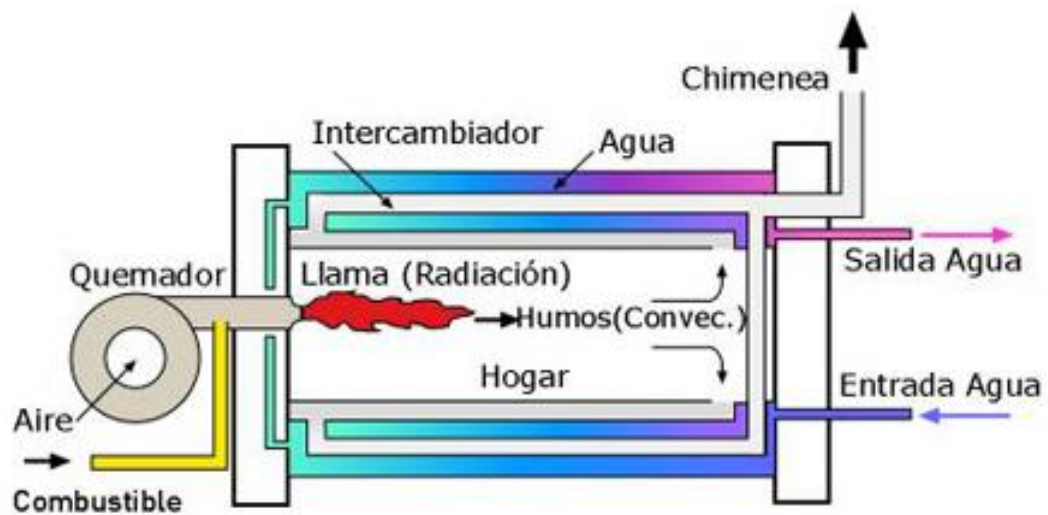
Cuando se busca en un diccionario el significado de la palabra caldera, entre las diversas acepciones que aparecen, se encuentra: recipiente metálico, grande y más o menos redondeado y cilíndrico que sirve para hervir un líquido y generar vapor que será empleado para producir energía o como sistema de calefacción. Viendo esta definición se es capaz de tener una idea de la forma y utilidad de una caldera, pero de lo que es más importante, ya se puede saber en qué radica su importancia en la industria, ya que una caldera es el punto de partida en la producción de energía en la inmensa mayoría de las empresas.

Una caldera es un cambiador de calor; transforma la energía química del combustible en energía calorífica. Además, intercambia este calor con un fluido, generalmente agua, que se transforma en vapor de agua. En una caldera se produce la combustión que es la liberación del calor del combustible y la captación del calor liberado por el fluido. Este calor recibido de la caldera viene dado por los mecanismos básicos de transferencia de calor: la conducción es el calor que pasa de una parte a la otra de la pared del hogar, o de los tubos de humos; la convección, los tubos de humos se calientan al contacto con los productos de combustión y, por último, la radiación se produce un intercambio de calor de la llama a las paredes del hogar.

Una caldera genera vapor saturado principalmente. Este vapor saturado se genera a través de una transferencia de energía (en forma de calor) en la cual el fluido, originalmente en estado líquido, se calienta y cambia de estado. La transferencia de calor

se efectúa mediante un proceso de combustión que ocurre en el interior de la caldera, elevando progresivamente su presión y temperatura. La presión no puede aumentar de manera desmesurada, ya que debe permanecer constante por lo que se controla mediante el escape de gases de combustión, y la salida del vapor formado.

El funcionamiento de una caldera se podría describir de la siguiente manera. Como primer punto el combustible se quema en el hogar, en donde se lleva a cabo la transmisión de calor por radiación. De la quema del combustible se obtienen humos o gases resultantes los cuales se les hace circular a través de los tubos que constituyen el haz tubular de la caldera, y donde tiene lugar el intercambio de calor por conducción y convección.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-1. Funcionamiento caldera

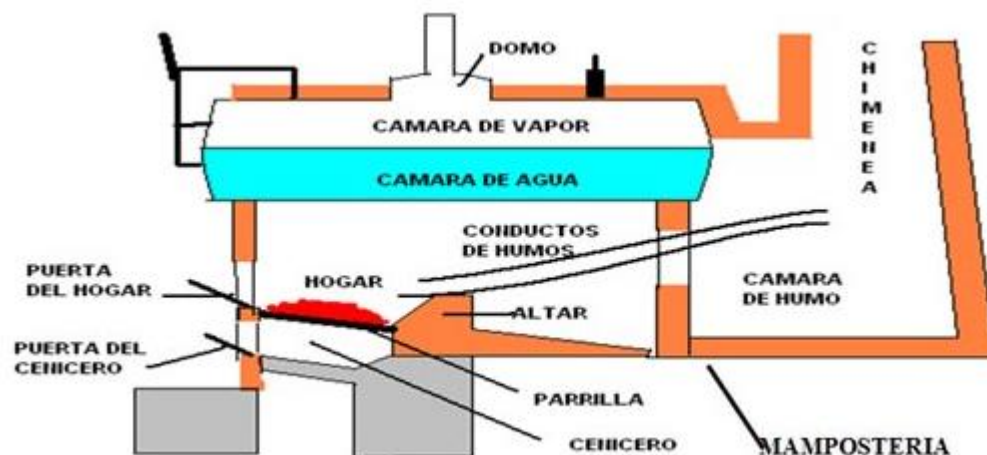
Las calderas son la parte más importante del circuito de vapor, después de todo, es donde se crea el vapor.

En el caso del vapor saturado, la caldera proporciona también energía calorífica para producir un cambio de la fase de líquido a vapor. Históricamente, la sala de calderas de vapor siempre ha exigido a un nivel alto de vigilancia manual para proporcionar la seguridad necesaria para la planta. La manera actual de pensar exige que esta planta trabaje eficazmente, y se puede hacer igualando lo máximo posible el suministro a la demanda. En algunos casos, esto puede significar calderas que trabajan continuamente, o en otros, paradas durante intervalos largos o cortos. De cualquier modo, la tecnología moderna permite al ingeniero de la planta escoger el régimen de la

caldera confiadamente para ajustarse mejor a su aplicación, con sistemas de control capaces de proporcionar el grado requerido de eficacia, integridad y seguridad.

1.2.1. Componentes principales de una caldera

En este punto se tratarán sólo aquellas partes generales relevantes propias del diseño de las calderas. Debido a que cada caldera dispone, dependiendo del tipo, de partes características, es muy difícil atribuir a todas ellas un determinado componente. En razón a lo anterior se analizarán las partes principales de las calderas en forma general. En la figura 1-2 se aprecian los componentes generales propios de una caldera los cuales se detallaran más profundamente.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-2. Componentes principales de una caldera

- Hogar

El hogar es una cámara donde se efectúa la combustión. La cámara confina los productos de la combustión y debe resistir las altas temperaturas que se presentan y las presiones que se utilizan.

Sus dimensiones y geometría se adaptan a la velocidad de liberación de calor, al tipo de combustible y al método de combustión, de tal manera que se haga lo posible por tener una combustión completa y se proporcione un medio apropiado para eliminar las cenizas.

- Puerta del hogar

Es una pieza metálica, abisagrada, revestida generalmente en su interior con

ladrillo refractario o de doble pared, por donde se alimenta de combustible sólido al hogar y se hacen las operaciones de control de fuego. En la figura 1-3 se aprecia la puerta del hogar de una caldera, con hogar para combustibles sólidos (izquierda) y hogar para combustibles líquidos y gaseosos (derecha).

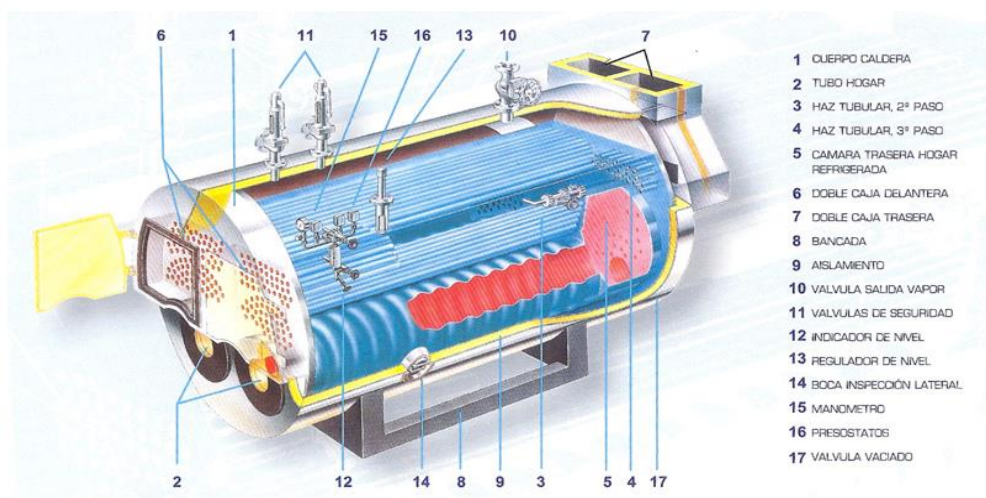


Fuente: BOSH Termotecnia

Figura 1-3. Puerta del hogar de una caldera

- Cuerpo

Compuesto de un cilindro de acero herméticamente cerrado expuesto a la acción de los gases y cuyos elementos principales son: cámara de agua, cámara de vapor, superficie de calefacción y superficie de vaporización.



Fuente: Revista Electrónica N°13 Univesidad Rafael Landivar – Facultad de Ingeniería

Figura 1-4. Cuerpo de una caldera

- Cámara de agua

Espacio ocupado por el agua hasta el nivel de trabajo, teniendo un volumen “n” de alimentación dado por los niveles máximo y mínimo de operación.

- Cámara de vapor

Espacio ocupado por el vapor. Se aumenta este en ocasiones por medio de un domo o cúpula llamado también colector de vapor.

- Conducto de Humos

Todos aquellos elementos que conducen los productos de la combustión desde el hogar hasta la base de la chimenea.

- Tiro

Depresión que contribuye al Paso de los gases a través de la caldera, puede ser natural, producido por la chimenea y el artificial producido por medios mecánicos, que a su vez se subdivide en tiro forzado (con sopladores) y tiro inducido (con aspiradores).

- Chimenea

Conducto destinado a evacuar los productos de la combustión a la atmósfera a una altura suficiente.

- Quemador

Los quemadores son los equipos donde se realiza la combustión, razón por la cual deben contener los tres lados del Triángulo de Combustión, es decir que tienen que lograr la mezcla íntima del combustible con el aire y además proporcionar la energía de activación.

- Ventilador

Unidad que provee aire en el volumen y la presión adecuada para la combustión.

- Sistema de Ignición

Por medio de un transformador de alto voltaje produce la chispa en los electrodos para iniciar la combustión.

- Control de Llama

Una célula fotoeléctrica detecta la existencia de la llama y en su defecto corta el combustible y apaga la Caldera.

- Bomba de Combustible

Provee la presión necesaria para llevar el combustible hasta las boquillas del quemador.

- Purga de fondo

Evacuación de lodos y concentrado en el fondo de la caldera, por ejemplo: residuos sólidos provenientes de agua "dura".

- Purga de superficie

Evacuación de sólidos disueltos desde el nivel de agua de la caldera.

1.3. RESUMEN DE LAS EXIGENCIAS DEL DECRETO N°10

El Decreto Supremo N°48, como se mencionó anteriormente era un decreto enfocado en gran medida, sólo en calderas generadoras de vapor. Sin embargo, en la industria podemos encontrar otro tipo de calderas. A continuación se presentan las nuevas exigencias del Decreto N°10 en comparación con el Decreto Supremo N°48.

1.3.1. Título I Disposiciones Generales

- Libro Foliado, Párrafo III Artículo 6: Las calderas de vapor deberán contar con un libro foliado de operación diaria en el cual el operador registrará en cada turno, su nombre, análisis de agua, limpieza del estanque de retención o de purgas, purgas manuales realizadas, accionamiento de válvulas, verificación de alarma acústica y visual, inspección de accesorios de observación, seguridad y situaciones anómalas cuando corresponda.

- Placa Identificadora, Párrafo III Artículo 7: Toda caldera y autoclave tendrá adosado a su cuerpo principal una placa metálica que indique, en forma visible e indeleble, el nombre del fabricante, número de fábrica, año de fabricación, superficie de calefacción si correspondiera, combustible si correspondiera, número de registro

asignado por la autoridad sanitaria y la presión máxima de trabajo para la cual fue diseñada.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-5. Placa identificadora caldera pirotubular

- Informe Técnico, Párrafo IV Artículo 8: Todos los equipos que utilizan vapor de agua, deben tener un informe técnico emitido por un profesional facultado. En dicho informe deberá constar, a lo menos la siguiente información, según corresponda:
 - a. Nombre del fabricante.
 - b. Número de fabricación.
 - c. Año de construcción.
 - d. Presión máxima de trabajo en kg/cm².
 - e. Tipo de aislación térmica del equipo y red de distribución de vapor y agua caliente.
 - f. Volumen en litros o metros cúbicos.
 - g. Identificación del profesional facultado que efectúa el informe técnico.
 - h. Informe técnico emitido por profesionales facultados, que dé cuenta del cumplimiento de este reglamento,
 - i. Catálogo del equipo.
 - j. Indicar norma de diseño y normas técnicas de construcción del equipo.

1.3.2. Título II De las Condiciones Generales de Instalación y Seguridad de las Calderas de vapor, Autoclaves y Equipos que Utilizan Vapor de Agua

- Puertas sala de calderas, Párrafo I Artículo 10: La sala de calderas, no podrá estar ubicada sobre o bajo una construcción destinada a habitación o lugar de trabajo y se diseñará de forma que satisfaga los requisitos mínimos de seguridad para desarrollar labores de operación, mantenimiento, inspección y reparación, dando cumplimiento a las normas vigentes de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones. Deberá contar con dos o más puertas, ubicadas en diferentes direcciones, que abran hacia el exterior, las que se mantendrán en todo momento libre de obstáculos. Se prohíbe emplear en ellas chapas que solo puedan abrirse manualmente por dentro, así como mantener cerradas con llave las puertas mientras la caldera esté en funcionamiento.

- Carteles puesta en marcha y detención, Párrafo I Artículo 10: En la zona o sala donde se instale la caldera de vapor se deben colocar, en un lugar visible, carteles indicadores, perfectamente legibles, con las instrucciones sobre las maniobras necesarias para la puesta en marcha y detención de la caldera de vapor y las maniobras a realizar en caso de emergencia.

- Espacio entre equipos y sala de caldera, Párrafo I Artículo 11: Deberá existir una distancia mínima de 1 metro entre la caldera y las paredes del recinto y cualquier otro elemento o instalación y haber un espacio libre no inferior a 1,5 metros entre el punto más elevado del elemento y el techo.

- Plataforma, Párrafo I Artículo 12: La instalación deberá contar con plataformas de trabajo de material incombustible y superficie antideslizante, para acceder en forma segura a la parte más alta del equipo y para realizar operaciones como medición de gases en chimeneas, observación, mantenimiento, recambio de accesorios, operación de válvulas de suministro y otras similares.

- Requisitos para circuitos de vapor, Párrafo III Artículo 18: Todo circuito de vapor deberá contar a lo menos con un manómetro. Los circuitos de vapor que suministren vapor a los autoclaves o bien a equipos que utilizan vapor de agua y que trabajan a una presión inferior a la generada por la caldera de vapor, deberán contar con una válvula de seguridad ubicada después del sistema de regulación de modo tal que, en ningún caso, el equipo receptor de vapor reciba un flujo de vapor con presión mayor a la presión máxima de trabajo. Para los efectos del control periódico de los manómetros,

debe existir un tubo de conexión con llave de paso que permita la fácil colocación de un manómetro patrón. Las válvulas reguladoras de flujo y reductoras de presión, las trampas de vapor, accesorios de observación y accesorios de seguridad deberán estar ubicados en un lugar visible y de fácil acceso para su inspección, mantención o cambio.

- Instalación agua de alimentación, Párrafo IV Artículo 19 : El suministro de agua de alimentación, para toda caldera de vapor y autoclave, deberá cumplir las siguientes medidas mínimas de seguridad, cuando se requiera:

A. En relación con la instalación de agua de alimentación:

a) Se deberá garantizar un sistema de alimentación continuo de suministro de agua a la caldera de vapor, que permita un funcionamiento seguro en relación a la producción de vapor.

b) Deberá contar con un estanque de alimentación ubicado entre la fuente de abastecimiento de agua y la caldera de vapor.

c) La cañería de alimentación estará provista de un sistema de retención y de una válvula de paso de cierre manual ubicada entre la caldera de vapor y el sistema de retención.

d) Cada caldera de vapor o conjunto de calderas de vapor dispondrá de dos o más medios de alimentación de agua. En las calderas de vapor que usen combustibles sólidos uno de los medios de alimentación será independiente de la energía eléctrica, pudiendo ser accionado por el vapor de la misma u otro sistema que garantice una alimentación de agua segura.

Se prohíbe unir directamente el sistema de alimentación de agua de las calderas con la red de agua potable.

- Calidad del agua, Párrafo IV Artículo 19 B): En relación a la calidad físico química del agua de alimentación:

a) El agua de alimentación deberá tener un aspecto cristalino, homogéneo y transparente, y su turbiedad no exceder las diez unidades nefelométricas (10 NTU).

b) La dureza total del agua no deberá exceder de 10 partes por millón (10 ppm), expresado como Ca CO₃.

c) El pH debe ser entre 7 a 11.

Se deberá realizar un control de la calidad del agua de alimentación, por un laboratorio externo especializado en análisis de aguas, a lo menos una vez al año o a

solicitud de la autoridad sanitaria con ocasión de una fiscalización. Las tomas de muestra deben ser realizadas en el estanque de alimentación inmediato de la caldera de vapor. Dicho laboratorio, no puede ser el mismo que provee los productos químicos para tratamiento de agua.

Se exceptúa del cumplimiento de las letras A y B anteriores, a los autoclaves que utilicen agua destilada y/o desmineralizada.

- Controles periódicos agua, Párrafo IV Artículo 20: El propietario o usuario deberá poner a disposición del operador los medios para realizar, en cada turno, los controles periódicos mínimos del agua relativos a pH, conductividad, turbiedad y dureza y el libro de operación diaria para que se registre en él estos parámetros.

- Accesorios en calderas de vapor, Párrafo V Artículo 21: Las calderas de vapor deben disponer de los siguientes accesorios:

- A. Accesorios de observación: Dos indicadores de nivel de agua independientes entre sí, uno o más manómetros y un medidor de temperatura de salida de gases.

- B. Accesorios de seguridad: Válvula de seguridad, sistema de alarma audible y visible, sellos o compuertas para alivio de sobrepresión en el hogar y tapón fusible. En caso de utilizar otro dispositivo de seguridad alternativo, éste deberá tener una justificación técnica.

- C. Accesorios de control automático: Uno o más controladores de nivel de agua, uno o más detectores de llama, uno o más presostatos con diferencial ajustable o digital.

- Accesorios en equipos que utilizan vapor, Párrafo V Artículo 23: Los equipos que utilizan vapor de agua deben disponer de los siguientes accesorios:

- A. Accesorios de observación: Uno o más manómetros por cada cuerpo de presión.

- B. Accesorios de seguridad: Válvula de seguridad por cada cuerpo de presión.

- C. Accesorios de purga de descarga rápida.

El propietario o usuario es responsable de mantener operativos y en buen estado de uso estos accesorios. Ante cualquier irregularidad que se presente en su operación, la caldera de vapor, autoclave o equipo que utiliza vapor de agua, deberá dejar de funcionar.

Todos los accesorios de observación, seguridad y control automático deberán estar ubicados en un lugar visible y de fácil acceso para su inspección, mantención o cambio.

- Indicadores de nivel de agua, Párrafo V Artículo 24: Toda caldera de vapor deberá estar provista de, a lo menos, dos indicadores de nivel de agua, independientes entre sí. Uno de ellos, deberá ser de observación directa del tipo tubo de vidrio, pudiendo el otro estar formado por una serie de tres grifos o llaves de prueba.

En el tubo de vidrio, se deberá marcar con una línea roja indeleble, el nivel mínimo y máximo de agua requerido para la operación de la caldera de vapor.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-6. Indicador de nivel de agua del tipo tubo de vidrio

- Indicador presión máxima de trabajo, Párrafo V Artículo 27: El manómetro de lectura directa deberá ser del tipo Bourdon, tener capacidad para indicar, a lo menos, una y media vez la presión máxima de trabajo de la caldera de vapor, autoclave o equipo que trabaja con vapor de agua, procurando que dicha presión se encuentre en el tercio central de la graduación de la esfera.

En el manómetro se deberá marcar con una línea roja indeleble la presión máxima de trabajo. El diámetro de la esfera del manómetro debe ser tal que permita su fácil lectura desde la ubicación habitual del operador.

Entre el manómetro y la cámara de vapor habrá una llave de paso que facilite el cambio de éste y un sello de agua para evitar el calentamiento sobre 50 grados Celsius.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-7. Manómetro de Bourdon sin demarcaciones para presión máxima

- Conexión manómetro patrón, Párrafo V Artículo 28: Para los efectos del control periódico de los manómetros, debe existir un tubo de conexión con llave de paso que permita la fácil colocación de un manómetro patrón. En la comparación de lectura con el manómetro patrón se aceptará un margen de error de hasta un 5%. La autoridad sanitaria podrá aceptar, en casos excepcionales, un margen de error superior a éste, fundado en un informe de calibración de los manómetros, que a su juicio lo haga admisible.

- Válvulas de seguridad, Párrafo V:

- A. Artículo 30: Las válvulas de seguridad, deberán ser capaces de evacuar el vapor en forma automática, para que la presión del vapor al interior de la cámara no sobrepase en ningún momento el 10% de la presión máxima de trabajo.

B. Artículo 31: Las válvulas de seguridad deberán estar graduadas de manera que se inicie la evacuación de vapor a una presión igual a la presión máxima de trabajo aumentada en un 6% como máximo y se deberán cerrar automáticamente, una vez alcanzada la presión de trabajo. En las calderas de gran presión se podrán utilizar los valores recomendados por el fabricante. Toda válvula de seguridad, llevará grabada o fundida en su cuerpo, una marca de fábrica que indique sus características y que permita su identificación.

C. Artículo 32: El mecanismo de regulación de las válvulas de seguridad debe permitir que sean selladas, de manera que se pueda advertir si ha sido alterado. Una vez realizada la regulación se sellarán las válvulas de seguridad mediante un precinto de plomo, que identifique al profesional facultado en el sello. Se exceptúan de esta obligación aquellos sistemas que no permitan su alteración.

- Sistema de alarma acústica y visual, Párrafo V Artículo 35: Las calderas de vapor dispondrán de un sistema de alarma, acústica y visual, que funcione automáticamente cuando el nivel del agua alcance el mínimo o el máximo deteniendo, a la vez, el funcionamiento del sistema de combustión cuando se alcance el nivel mínimo de agua.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-8. Sistema de alarma acústica

- Calderas de vapor, autoclaves, equipos que utilizan vapor y redes de distribución, Párrafo VI Artículo 42: La verificación de las condiciones de seguridad de las calderas de vapor, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua y de sus componentes y accesorios, incluidas las redes de distribución, se efectuará mediante las siguientes revisiones y pruebas, en la secuencia que se señala:

- A. Revisión interna y externa.
- B. Prueba hidrostática.
- C. Prueba de la válvula de seguridad.
- D. Prueba de acumulación de vapor.
- E. Revisión de la red de distribución de vapor, componentes y accesorios.
- F. Pruebas especiales.

- Calderas de vapor, autoclaves, equipos que utilizan vapor y redes de distribución, Párrafo VI Artículo 43: Las calderas de vapor, autoclave y equipos que utilizan vapor de agua, deberán ser sometidas a las revisiones y pruebas de acuerdo a las siguientes condiciones:

- a) Las indicadas en las letras A) y B) del artículo precedente, al término de la fabricación, antes de la entrega al usuario, las que deberán ser certificadas por el fabricante.

- b) Las indicadas en las letras A), B), C), D) y E) del artículo precedente:

- Al término de la instalación y antes de ponerlas en servicio.
- Al término de cualquier reparación, reforzamiento o transformación y antes de ponerlas en servicio.
- A las que estén en funcionamiento, cada tres años.

- c) La indicada en la letra F), cuando la autoridad sanitaria o el profesional facultado, lo estimen necesario.

- d) La indicada en la letra E), cuando la instalación presente daños evidentes como consecuencia inmediata de un terremoto u otros esfuerzos mecánicos imprevistos.

- Informe técnico, Párrafo VI Artículo 44: Será responsabilidad del propietario o usuario de la caldera de vapor, autoclave o equipo que utiliza vapor de agua, velar porque las revisiones y pruebas se efectúen en las oportunidades y forma que señala el presente reglamento, remitiendo una copia del informe técnico a la autoridad sanitaria, dentro de un plazo máximo de 15 días hábiles desde su ocurrencia.

- Válvulas de seguridad, Párrafo VIII Artículo 50: Después de aprobada la prueba hidrostática, se realizará la regulación de la válvula de seguridad, incluidas todas las

válvulas de las calderas de vapor, autoclave, equipos que utilizan vapor de agua y red de distribución de vapor.

Para ello se graduarán éstas de manera que inicien la evacuación de vapor a una presión que no exceda más del 6% de la presión máxima de trabajo. En el caso que esta regulación no pueda ser realizada en el mismo lugar de instalación, ésta se podrá efectuar en un banco de prueba.

- Estado de la red de distribución de vapor y aislación térmica, Párrafo XI Artículo 52: El profesional facultado deberá realizar las siguientes revisiones, las que serán consignadas en el libro de vida:

- a) Estado de la red de distribución de vapor incluyendo la aislación térmica.

- b) Sellos de agua y válvulas de conexión de los manómetros.

- c) Funcionamiento del sistema de alimentación y de control del nivel de agua desde el estanque de alimentación.

- d) Condiciones estructurales de la red de purga, estanque de retención de purgas y de suministro de agua.

- e) Accesorios de observación, de seguridad, componentes que conforman la red de distribución tales como: Bombas de alimentación, bombas de vacío, trampas de vapor, válvulas reguladores de presión, válvulas reguladores de flujo, estanques, entre otros.

- f) Determinar la precisión de la medición del manómetro, con respecto a un instrumento patrón.

- g) Funcionamiento de controles automáticos: De presión, de alarmas, de combustión, de temperatura y de detención por emergencias.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-9. Red de distribución con tramos sin aislación

1.3.3. Título IV De los Combustibles

- Recinto exclusivo para combustibles, Artículo 70: Todo combustible debe ser almacenado en recintos exclusivos y separados de la sala de caldera y, dar cumplimiento a la ordenanza general de urbanismo y construcciones respecto a la densidad de carga de combustible y también a la normativa específica en materia de combustibles dictada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

En caso de emplear combustibles líquidos contenidos en recipientes menores de 1 metro cúbico, estos deberán estar en un recinto exclusivo el que deberá reunir los siguientes requisitos:

- a) Sala de material incombustible, dotada con sistema de extinción de incendio.
- b) El estanque debe tener una certificación de fábrica de estar diseñado para almacenar combustibles líquidos.
- c) El estanque deberá estar rotulado y contar con una válvula de venteo hacia el exterior de la sala.
- d) El estanque deberá tener accesorio de control de nivel de llenado y conexión a una malla de tierra.
- e) El estanque deberá tener un pretil de retención con capacidad suficiente para derrame de combustible.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-10. Estanque de almacenamiento de combustible ubicado en zona alejada de sala de calderas

1.3.4. Título VI De los Profesionales Facultados Para Verificar las Condiciones Generales de Instalación y Realizar las Revisiones y Pruebas

- Requisitos del profesional, Artículo 73: Las condiciones generales de instalación, revisiones y pruebas de las calderas, autoclaves, equipos que trabajan con vapor de agua y redes de distribución, deberán ser efectuadas por un profesional que cumpla los siguientes requisitos:

a) Ser profesional titulado, de una carrera de 8 semestres de duración, con formación en termodinámica, transferencia de calor, mecánica de fluidos, procesos térmicos, máquinas hidráulicas, diseño y cálculo de calderas y resistencia de materiales, facultado para ejercer en el país,

b) Acreditar una experiencia mínima de tres años en la fabricación, instalación, reparación, mantenimiento u operación de plantas térmicas con calderas de vapor de gran presión.

- De las pruebas, Artículo 76: El propietario o usuario de la instalación dará aviso a la autoridad sanitaria respectiva, con a lo menos 72 horas de anticipación de la

programación de verificación de las condiciones generales de instalación y las revisiones y pruebas reglamentarias a realizar por el profesional facultado, señalando el lugar, día y hora en que se llevará a efecto. El aviso se realizará a través de un formulario que dispondrá la autoridad sanitaria, el que se remitirá vía fax, correo electrónico o personalmente a la unidad técnica correspondiente.

1.3.5. Título VIII De los Operadores de Calderas y Autoclaves

- Calificación, Artículo 80: El manejo, vigilancia, supervisión y operación de todo autoclave, caldera de calefacción, caldera de fluido térmico y caldera de vapor, a que se refiere el presente Reglamento, deberá estar a cargo de un operador calificado, con capacitación sobre funcionamiento del equipo específico a operar y sobre los peligros que puede ocasionar una falsa maniobra o una inadecuada operación. El operador deberá contar con licencia de enseñanza media y la aprobación de un examen de competencia ante la autoridad sanitaria o demostrar que ha obtenido esa competencia dentro del programa de estudios de una carrera que incluye esta preparación en la respectiva malla curricular. El operador de una caldera de vapor de gran presión, además, deberá contar con título de nivel técnico o profesional en el área industrial.

Las calderas de calefacción y calderas de fluidos térmicos podrán eximirse de la presencia permanente del operador calificado, no obstante, éste estará a cargo de supervisar su funcionamiento. Se excluyen de la obligación de contar con operador calificado los equipos intercambiadores de calor, termos, boilers, marmitas u otros similares.

- Obligaciones operador, Artículo 82: Corresponderá al operador de una caldera de vapor mantener actualizado el libro de operación diaria, verificar el funcionamiento de todos los dispositivos de alimentación de agua, accionar manualmente las válvulas de seguridad, realizar purgas en forma manual, analizar el agua proveniente de los ablandadores o de otros equipos purificadores, aplicar los productos químicos para su tratamiento, verificar el estado de funcionamiento de trampas de vapor, redes de distribución de vapor, estado de la aislación térmica, estado de los componentes de la caldera, operatividad de la alarma acústica y visual, verificar el funcionamiento de todos los accesorios de observación, de seguridad y del control automático, mantener registro de estos parámetros cada cuatro horas. Si por algún motivo, el nivel del agua de la caldera de vapor baja más allá del límite inferior de visibilidad del tubo de nivel, el operador deberá paralizar de inmediato el funcionamiento de la caldera, activar la alarma

acústica, consignar las fallas en el libro de vida y realizar una evaluación técnica con un profesional facultado.

1.3.6. Título IX Disposiciones Transitorias

- Certificación indefinida operador y profesionales, Artículo 1: Los operadores de calderas y autoclaves que, a la fecha de publicación de este Reglamento, cuenten con certificado de competencia podrán continuar ejerciendo esa función hasta la fecha de vencimiento que indica su respectivo certificado. Los operadores que cuenten con certificado de competencia indefinido, deberán renovar su certificado en un plazo no superior a un año contado desde la entrada en vigencia del presente reglamento. Igualmente, quienes, a esa fecha, estén habilitados para efectuar las revisiones, a que se refiere el artículo 73 del reglamento, podrán continuar haciéndolo aun cuando no tengan la experiencia exigida en esa norma, durante el plazo de tres años contados desde la vigencia de este reglamento.

Los certificados de revisión y prueba de las calderas de calefacción y agua caliente registradas por las Secretarías Regionales Ministeriales de Salud, continuarán

1.4. CALDERAS DE VAPOR

Como se definió anteriormente, una caldera es un recipiente a presión cerrado en el que se calienta un fluido para uso externo del mismo por aplicación directa del calor resultante de la combustión de un combustible (sólido, líquido o gaseoso).

1.4.1. Clasificación de las calderas

La clasificación de calderas se basa en varios factores propios del diseño y uso de estos equipos, tales como tipo de combustible que utilizan, presión a la que trabajan, volumen de agua, forma de calefacción, etc.

Cada fabricante ha tomado o seleccionado algunos de estos aspectos, creando tipos de calderas que se han llegado a popularizar en el ambiente industrial.

1.4.2. Factores de clasificación

Los factores de clasificación de calderas más comunes son:

a) Posición: Según este factor y atendiendo a la forma en que va ubicado el recipiente éstas pueden ser:

- Horizontales
- Verticales

b) Instalación: Según este factor se clasifica en:

- Fijas o estacionarias
- Semi-fijas
- Móviles o portátiles

c) Circulación de los Gases: Se refiere al número de recorridos en diferentes direcciones que hacen los gases en el interior de la caldera antes de salir por la chimenea. De acuerdo a esto pueden ser:

- De un Paso (llama directa o recorrido en un sentido)
- De dos Pasos (llama de retomo o de retomo simple)
- De tres Pasos (llama de doble retomo)
- De cuatro Pasos

d) Volumen de Agua: Esto es según la relación que existe entre la capacidad de agua de la caldera y su superficie de calefacción. Así tenemos calderas:

- De gran volumen de agua (más de 150 lts). Por cada m² de superficie de calefacción)
- De mediano volumen de agua (entre 70 y 150 lts). Por cada m² de superficie de calefacción.
- De pequeño volumen de agua (menos de 70 lts). Por cada m² de superficie de calefacción.

e) Tipo de Combustible: Para su funcionamiento, las calderas pueden utilizar diferentes tipos de combustibles. Según esto existen calderas:

- De combustible sólido
- De combustible líquido
- De combustible gaseoso

Además existen calderas que obtienen el calor necesario de otras fuentes de calor tales como gases calientes de desperdicios de otras reacciones químicas, de la aplicación de energía eléctrica o del empleo de energía nuclear.

f) Presión: Según la presión máxima de trabajo de las calderas, éstas se clasifican en:

- De baja presión: Caldera diseñada para generar vapor de agua, a una presión manométrica máxima que no exceda los 3,5 Kg/cm².
- De mediana presión: Caldera diseñada para generar vapor de agua, a una presión manométrica mayor a 3,5 Kg/cm² e inferior a 15 Kg/cm².
- De alta presión: Caldera diseñada para generar vapor de agua, a una presión manométrica mayor a 15 Kg/cm² e inferior a 42 Kg/cm².
- De gran presión: Caldera diseñada para generar vapor de agua, a una presión manométrica mayor a 42 Kg/cm².

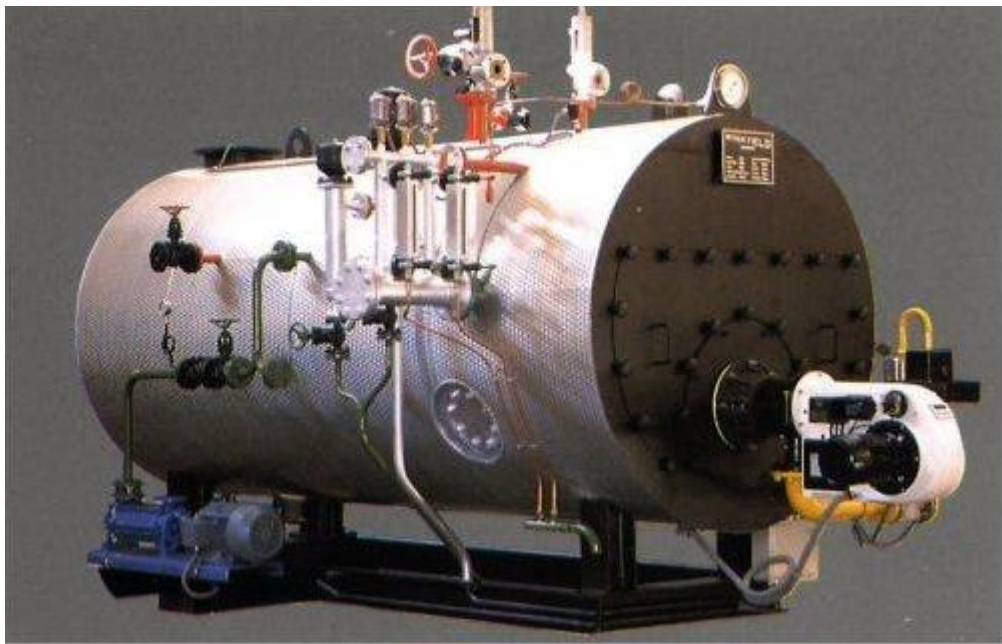
g) Forma de Calefacción: Generalmente las calderas están compuestas por tubos. Según sea el fluido que circula en su interior se clasifican en:

- De tubos de Fuego.- (pirotubulares). Cuando por su interior circulan los gases calientes de la combustión. Entre éstas tenemos:
 - Con un tubo hogar
 - Con dos tubos hogares
 - Con tubos Galloway
 - Con tubos múltiples
- De tubos de Agua.- (acuotubulares). Cuando en el interior de los tubos circula agua, mientras que en la superficie externa está en contacto con los gases. Los tipos más conocidos son:
 - De lámina de agua (con tubos rectos o curvos)
 - Express (de dos, tres o cuatro colectores)
 - Combinadas o Mixtas.- Son aquellas que tienen tubos de agua y de humo.

Fundamentalmente son dos los tipos de calderas de vapor que normalmente suelen utilizarse: caldera de tubos de humo o piro-tubulares y calderas de tubos de agua acuotubulares.

Las calderas de tubos de humo o piro-tubulares se pueden explicar como un cilindro compacto de agua, atravesado longitudinalmente por un haz de tubos por los que circulan la llama y/o los humos. Lógicamente, los humos y la llama pasarán por el interior de los tubos de acero, los cuales estarán rodeados de agua.

El gran volumen de agua de estos equipos actúa como un almacén de energía proporcionando una respuesta adecuada para demandas puntuales y una mayor calidad del vapor.



Fuente: Thermal Engineering Ltda.

Figura 1-11. Caldera piro-tubular

En el caso de las calderas acuotubulares, el agua está en parte o casi toda contenida en haces de tubos de acero rodeados por la llama y los gases calientes de la combustión. Teniendo en cuenta el elevado número de tubos que pueden instalarse, la superficie de calefacción puede ser muy grande para dimensiones relativamente reducidas. Por esta razón, su puesta a régimen es muy rápida, teniendo la posibilidad de producir vapor a elevadas presiones.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-12. Caldera acuotubular

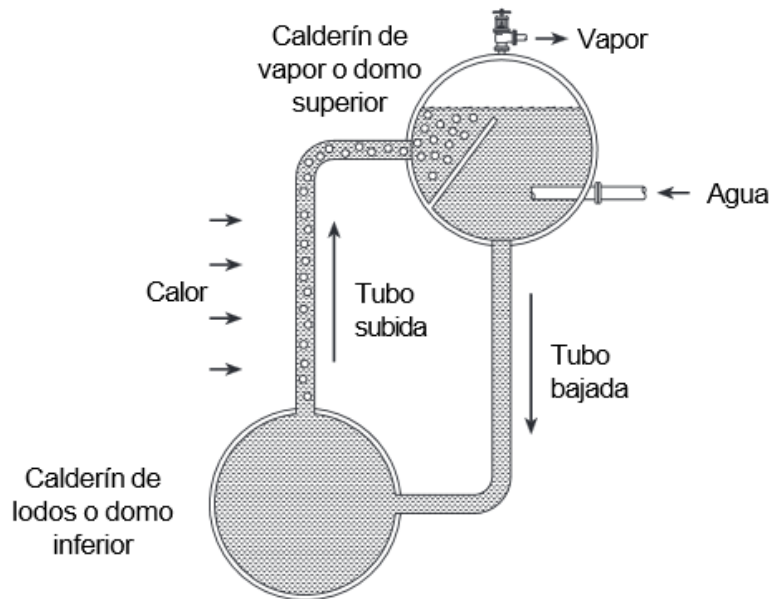
1.4.3. Calderas acuotubulares o de tubos de agua

Como se mencionó anteriormente las calderas acuotubulares son aquellas en las que el fluido de trabajo se desplaza por el interior de tubos durante su calentamiento y los gases de combustión circulan por el exterior de los mismos. Son de aplicación cuando se requiere una presión de trabajo por encima de los 21 kg/cm² hasta los 140 kg/cm². Las dos ventajas de la modalidad de caldera de tubos de agua son:

- Puede obtenerse mayor capacidad aumentando el número de tubos, independiente del diámetro del calderín de vapor.
- El calderín no está expuesto al calor radiante de la llama.

La mayor ventaja sobre las calderas de tubos de humos (pirotubulares) es la libertad para incrementar las capacidades y presiones. Esto es imposible con las calderas pirotubulares, ya que el espesor de la chapa exterior delimitante de la calderas y otros requisitos estructurales podrían hacerlas prohibitivas por encima de las 21 toneladas/hora de capacidad y por encima de los 21 kg/cm² de presión de vapor. Las elevadas capacidades y presiones de las calderas de tubos de agua han hecho posible los modernos generadores de vapor grandes de las centrales térmicas. Los tubos de agua generalmente tienen una inclinación de 15° a 25° para favorecer la circulación.

Las calderas acuotubulares trabajan con el principio de circulación de agua. En la figura 1-13 se aprecia la configuración de una caldera acuotubular.



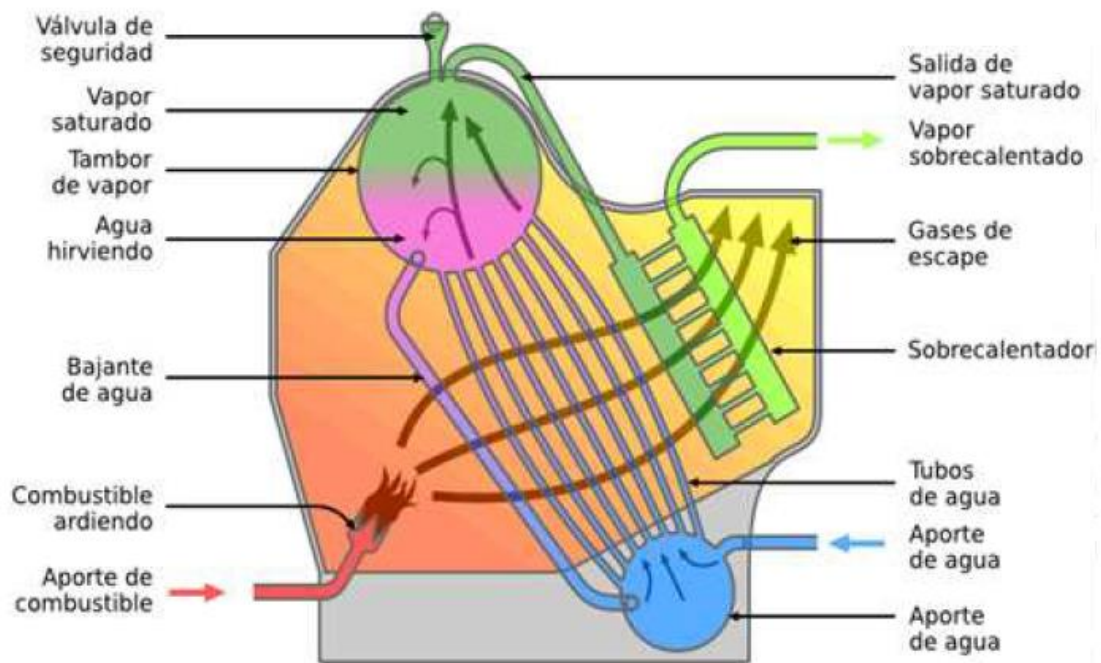
Fuente : ACHS

Figura 1-13. Configuración caldera acuotubular

El agua de alimentación fría se introduce en el calderín de vapor y baja por el tubo de bajada hasta el calderín de lodos, debido a que tiene una densidad superior a la del agua caliente. Su densidad disminuye cuando pasa por el tubo de subida, donde se calienta formando burbujas de vapor. El agua caliente y las burbujas de vapor pasan al calderín de vapor una vez más, donde el vapor se separa del agua. Sin embargo, cuando la presión en la caldera acuotubular aumenta, se reduce la diferencia entre la densidad del agua y el vapor saturado, por consiguiente hay menos circulación. Para mantener el mismo nivel de rendimiento de vapor según aumenta la demanda de presión, debe aumentarse la distancia entre el calderín más bajo y el calderín de vapor.

Los componentes que diferencian las calderas acuotubulares de las pirotubulares son los siguientes:

- Tambor de vapor, domo o calderín: Es de forma cilíndrica y en su interior se contienen los dos fluidos (agua/vapor), este es el lugar donde el agua y el vapor se separan. Todos los tubos de flujo ascendente y descendente van acoplados a este tambor, se instalan valvulas de seguridad para proteger el sistema.



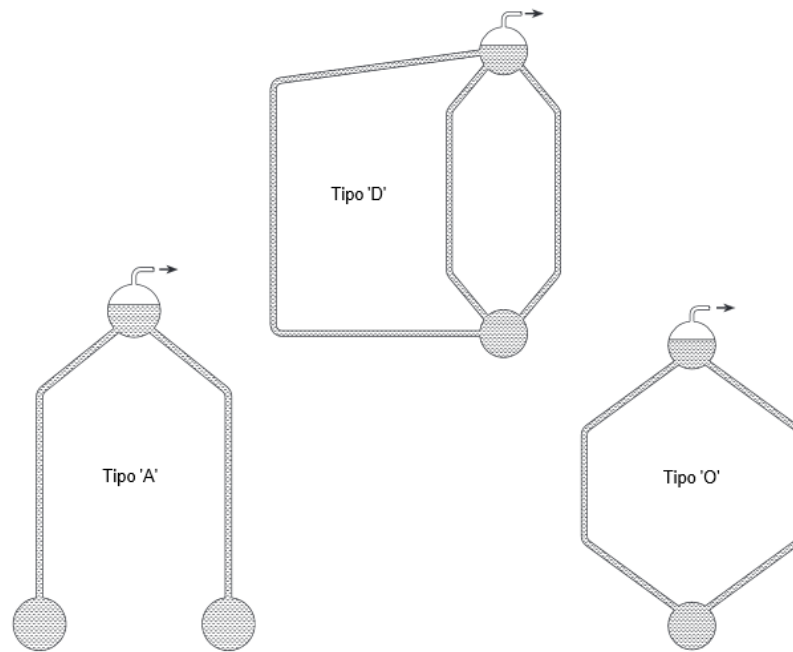
Fuente: ACHS

Figura 1-14. Tambor de lodos y vapor en caldera acuotubular

- **Tambor de lodos:** Los tambores de lodos son los cabezales de recolección en el fondo de los haces de tubos ascendentes y descendentes. De estos tambores de lodos se extrae la purga. La purga es el líquido que se extrae de la caldera para mantener baja la concentración de sólidos en el agua de la caldera. Normalmente hay dos corrientes de purga, una es una purga continua de una cantidad fija de agua, la otra es intermitente. La purga intermitente se ajusta para mantener el agua de calderas dentro de la especificación de sólidos disueltos que se estipule.

1.4.3.1. Distribuciones alternativas calderas acuotubulares

La siguiente figura muestra tres disposiciones, las cuales trabajan con los mismos principios que otras calderas acuotubulares y están disponibles con capacidades de 5.000 kg/h a 180.000 kg/h.

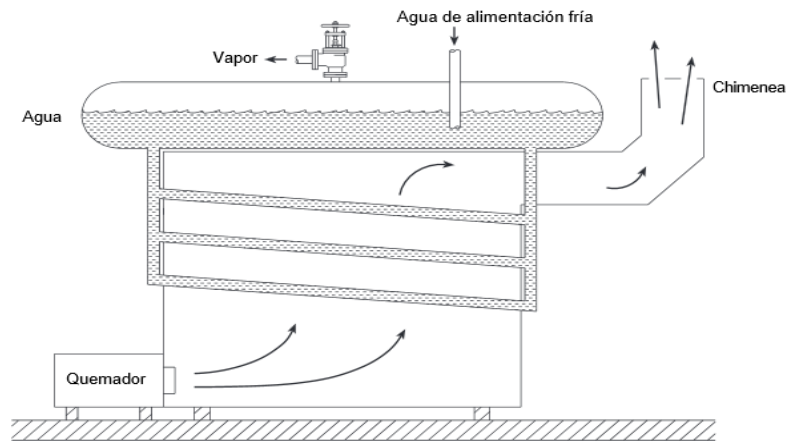


Fuente: Thermal Engineering Ltda.

Figura 1-15. Alternativas calderas acuotubulares

1.4.3.2. Caldera acuotubular con calderín longitudinal

La caldera con calderín longitudinal era el modelo original de la caldera acuotubular que trabaja con el principio de temperatura y densidad de agua. El agua de alimentación fría entra en un calderín colocado longitudinalmente sobre la fuente de calor. El agua fría baja por una tubería de circulación por la parte trasera a unos tubos inclinados que son calentados. Según aumenta la temperatura de agua y hierve, su densidad disminuye haciendo que circule el agua caliente y el vapor por las tuberías inclinadas de la tubería de circulación delantera entrando de nuevo al calderín. En el calderín, las burbujas de vapor se separan del agua produciendo el vapor para la planta. Las capacidades típicas para las calderas con calderín longitudinal van de 2.250 kg/h a 36.000 kg/h.

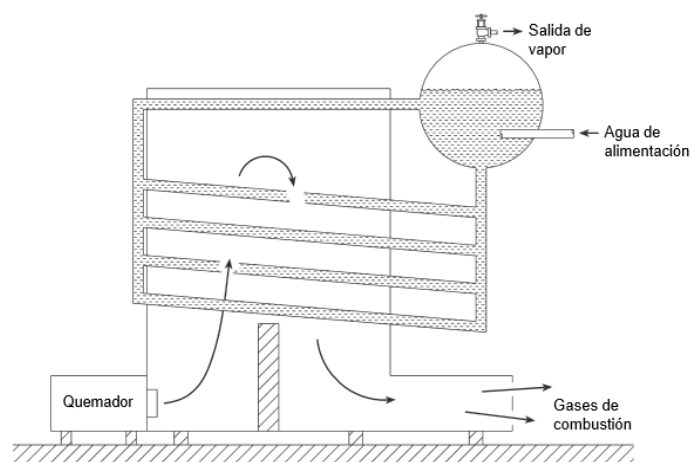


Fuente: Thermal Engineering Ltda.

Figura 1-16. Caldera acuotubular con calderín longitudinal

1.4.3.3. Caldera acuotubular con calderín cruzado

La caldera con calderín cruzado es una variante de la caldera con calderín longitudinal en la que el calderín se pone cruzado a la fuente de calor, como muestra la Figura 1-17. El calderín cruzado funciona con el mismo principio que la del calderín longitudinal sólo que logra una temperatura más uniforme en el calderín. Sin embargo hay el riesgo de daños debido a la circulación defectuosa con demandas altas de vapor, ya que puede haber corrosión en los tubos superiores si se secan. La caldera con calderín cruzado también tiene la ventaja de poder utilizar un número mayor de tubos inclinados debido a su posición cruzada. Las capacidades típicas para una caldera de calderín cruzado van de 700 kg/h a 240 000 kg/h.

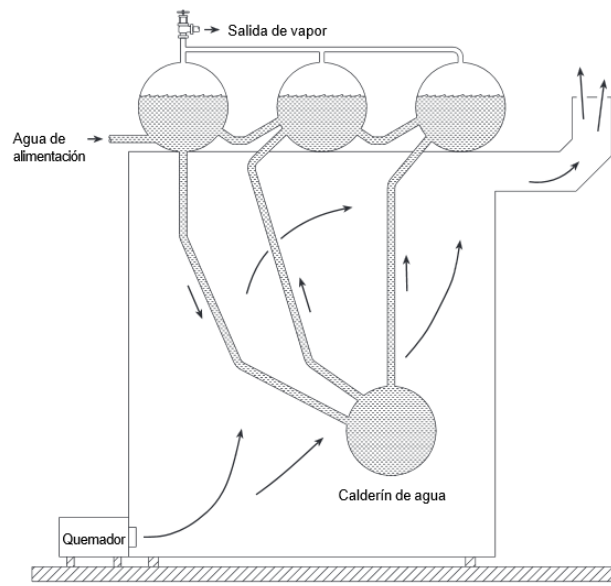


Fuente: Thermal Engineering Ltda.

Figura 1-17. Caldera acuotubular con calderín cruzado

1.4.3.4. Caldera acuotubular de tubos curvados Stirling

Una mayor evolución de la caldera acuotubular fue la caldera de tubos curvados o Stirling, mostrada en la Figura 1-18. De nuevo trabaja con el principio de la temperatura y densidad de agua, pero utiliza cuatro calderines en la siguiente configuración.

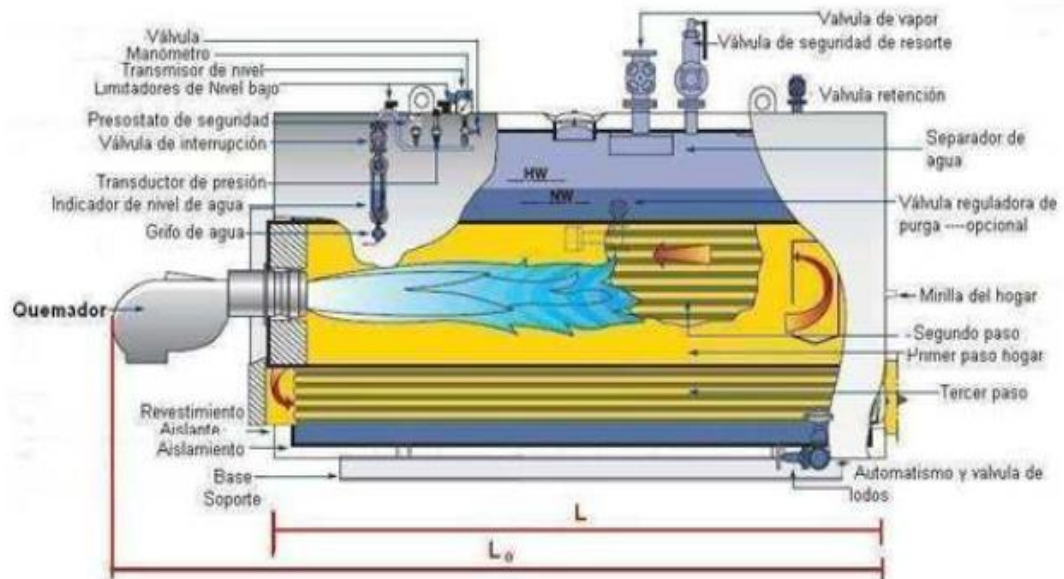


Fuente: Thermal Engineering Ltda.

Figura 1-18. Caldera acuotubular con tubos curvados

1.4.4. Calderas pirotubulares o de tubos de humos

Son aquellas calderas en que los gases de la combustión circulan por el interior de los tubos y el líquido se encuentra en un recipiente atravesado por dichos tubos. Son de aplicación principalmente cuando la presión de trabajo es inferior a los 21 kg/cm².



Fuente:JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-19. Partes caldera pirotubular

A lo largo de la historia, se han desarrollado diferentes tipos de calderas pirotubulares las cuales se describirán a continuación.

1.4.4.1. Caldera Lancashire

En 1844 William Fairbairn desarrolló la caldera de Lancashire de una caldera Cornish de Trevithick de un solo tiro. Era una caldera pirotubular. Hace mucho tiempo que se han dejado de usar y se cree que pocas existirán hoy en el mundo.

La caldera consistía básicamente de un cuerpo de acero grande, normalmente de 5 a 10 m de longitud, a través del cual pasan dos tubos de gran diámetro llamados tubos Hogar. Una parte de cada tubo estaba corrugado para soportar la expansión cuando la caldera se calienta y para evitar hundimiento del tubo Hogar bajo presión. El hogar está instalado en la entrada de cada tubo en el extremo delantero de la caldera. El hogar podía quemar gas, fuel-oil o carbón. Los gases calientes de la combustión pasan del hogar a través de los tubos corrugados de gran diámetro. El agua de la caldera rodea estos tubos y este calor se transfiere al agua. La caldera estaba fija en una estructura de ladrillos diseñada para mejorar la eficacia térmica. Los gases calientes, con la temperatura algo reducida, (pero todavía bastante calientes), partían de la parte trasera de la caldera y se desviaban por debajo de la caldera a través de un conducto enladrillado transfiriendo el calor al agua a través del fondo del cuerpo de la caldera. En la parte delantera de la caldera el flujo de gas caliente se dividía en dos y se desviaba para pasar por los laterales

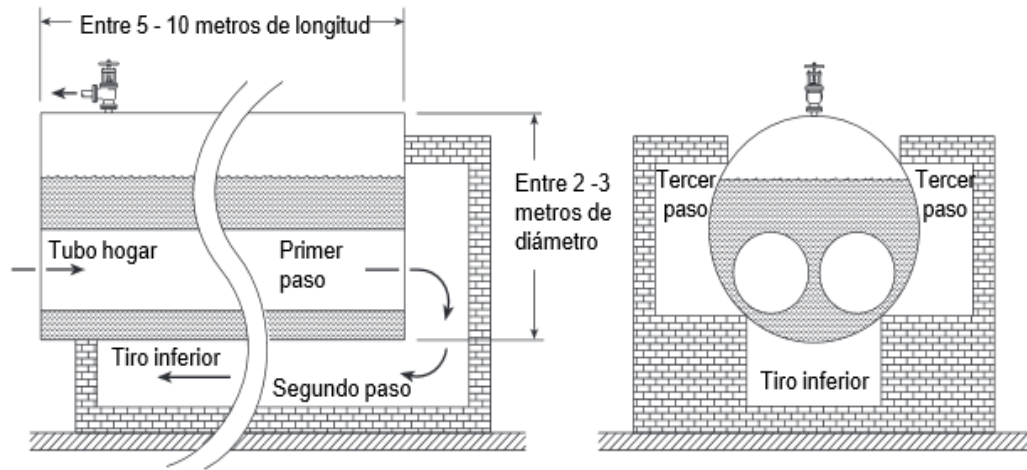
de la caldera por medio de dos conductos contruidos de ladrillos. Estos dos conductos laterales se encontraban en la parte trasera de la caldera y pasaban a la chimenea.

Estos pasos procuraban sacar la máxima cantidad de energía de los gases calientes antes de que saliesen a la atmósfera. El flujo del gas, después del tercer paso, pasa a través del economizador en la chimenea. El economizador calienta el agua de alimentación, resultando en una mejora en la eficacia térmica. Había varios tamaños de caldera de Lancashire:

- El tamaño más pequeño tenía un cuerpo de caldera de unos 5,5 m de longitud por unos 2 m de diámetro.
- La mayor tenía unos 10 m de longitud por 3 m de diámetro.

La capacidad de evaporación de una caldera dependerá de su diseño, tipo de combustible, de hogar y la calidad del combustible. Para las calderas Lancashire de mayor tamaño se podía obtener una evaporación de unos 6.500 kg de vapor/h. Las más pequeñas tenían una evaporación de aproximadamente 1.500 – 2.000 kg de vapor/h.

La caldera Lancashire podía trabajar a una presión de aproximadamente 17 bar. Tenían un volumen grande de agua y de mucha energía retenida, por tanto podía afrontar con facilidad demandas repentinas de vapor (como el arranque y parada de la maquinaria de minas). Este gran volumen de agua también significó que no era tan crítico el control de nivel y de calidad del agua como en las calderas modernas. Uno de las desventajas de la caldera Lancashire era el calentado y enfriado repetido de la caldera, con la resultante expansión y contracción, alterando la estructura de ladrillos y los tubos. Esto producía la infiltración de aire que perturbaba el tiro del hogar. También, ahora serían muy caros de fabricar, debido a las grandes cantidades de materiales usados y la mano de obra necesaria para la construcción con ladrillos. La introducción de la caldera pirotubular de multi-tubo (siendo más pequeña y más eficaz) hizo que desapareciera la caldera de tipo Lancashire.



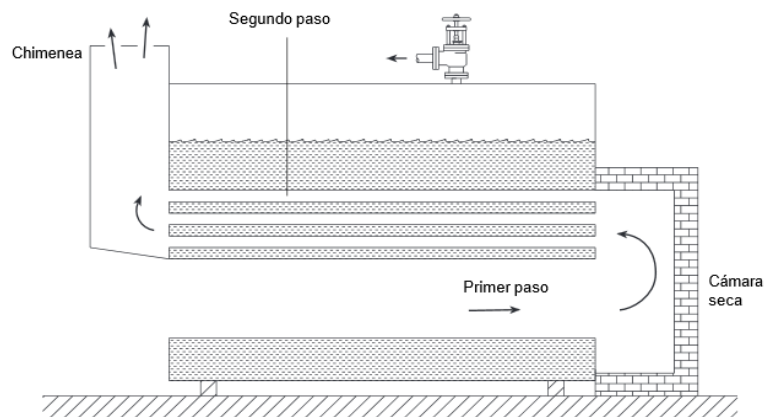
Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-20. Caldera Lancashire

1.4.4.2. Caldera Económica

Es una mejora de la caldera Lancashire. Tiene un cuerpo exterior cilíndrico con dos tubos hogar de gran diámetro en los que están montados los hogares. Los gases calientes del tubo hogar pasan a la parte trasera de la caldera hasta una pared de ladrillos (cámara seca) y se desvía a través de varios tubos del pequeño diámetro colocados por encima del tubo hogar de gran diámetro. Estos tubos de pequeño diámetro presentan una superficie grande de calentamiento del agua. Los gases del tubo hogar pasan a la parte delantera de la caldera y luego a la chimenea con un ventilador que induce el tiro.

La caldera económica de doble circuito tiene sólo la mitad de tamaño que la equivalente caldera Lancashire y tiene mayor eficacia térmica.

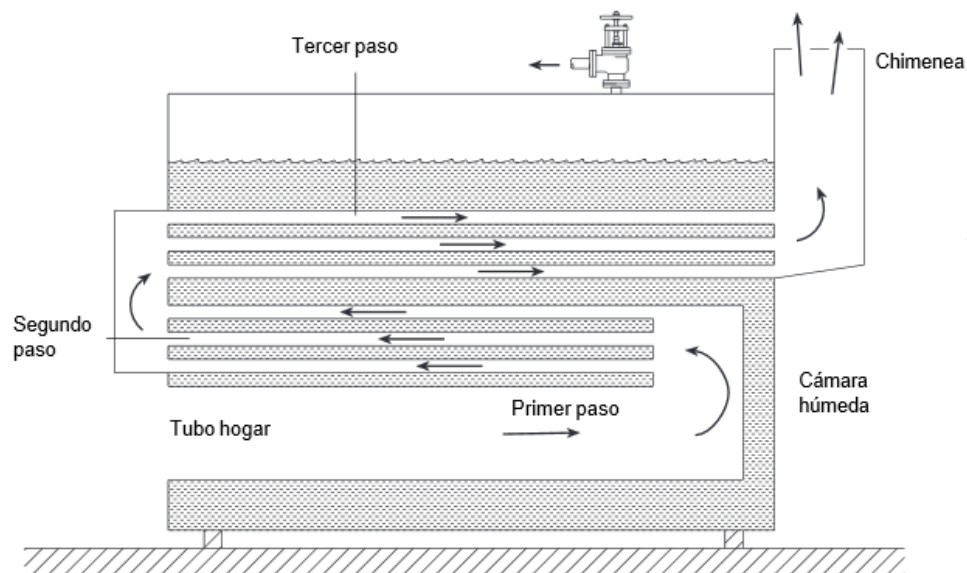


Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-21. Caldera Económica de doble circuito

Los tamaños de la caldera económica de doble circuito estaban comprendidos entre unos 3 m de longitud y 1,7 m de diámetro hasta unos 7 m de longitud y 4 m de diámetro. La evaporación era de unos 1 000 kg/h de vapor hasta unos 15 000 kg/h de vapor.

Un desarrollo más extenso de la caldera económica fue la creación de una caldera de cámara húmeda de tres pasos que es la configuración que usamos hoy en día. En la Figura 1-22 se muestra una caldera económica de tres pasos.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

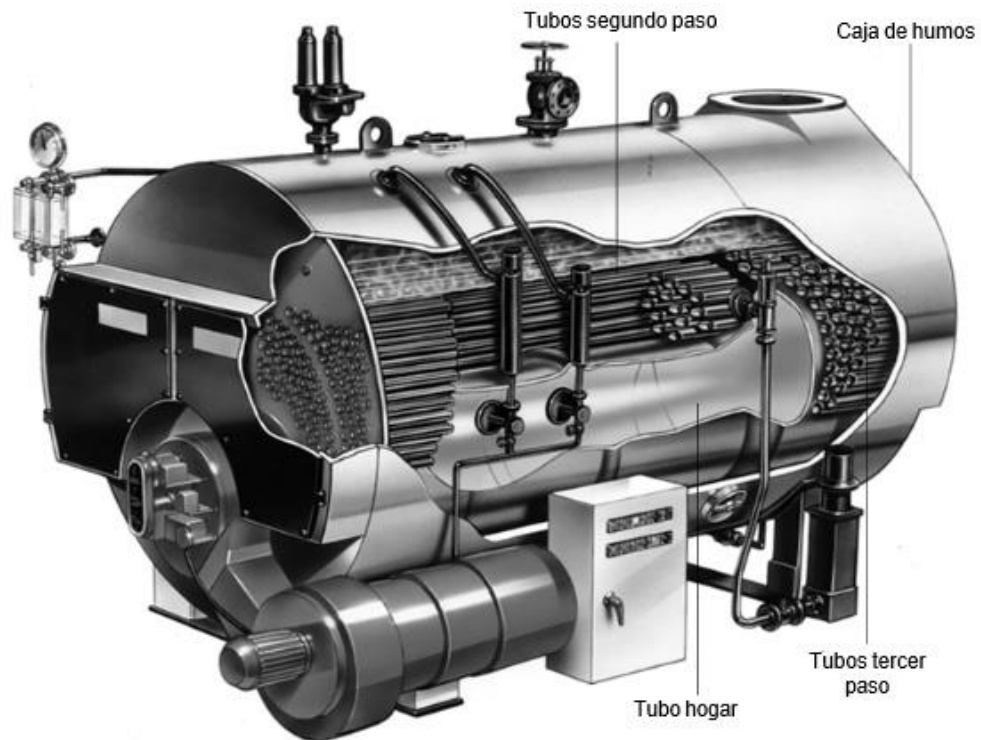
Figura 1-22. Caldera económica de tres pasos

1.4.4.3. Caldera Compacta

La mejora de materiales y los procesos industriales significó que más tubos podían acomodarse dentro de la caldera. En el principio de su desarrollo la caldera básica era larga y requería una sala de calderas grande. Se fuerzan a los gases calientes para que pasen adelante y atrás por una serie de tubos, las calderas se diseñaron para ser más cortas y se mejoró la tasa de transferencia de calor. La caldera compacta multi-tubo moderna es el último paso de este proceso evolutivo.

La caldera compacta se llama así porque viene como un paquete completo. Una vez colocada en su sitio sólo necesita las tuberías de vapor, agua y de purga de fondo, suministro de combustible y conexiones eléctricas para que pueda trabajar.

Estas calderas son clasificadas por el número de circuitos o el número de veces que los gases calientes de la combustión pasan a través de la caldera. La cámara de combustión se considera como el primer circuito. La caldera más común es una de tres circuitos como la mostrada en la Figura 1-23 con dos juegos pirotubulares y la descarga de gases por el extremo de la parte trasera de la caldera.

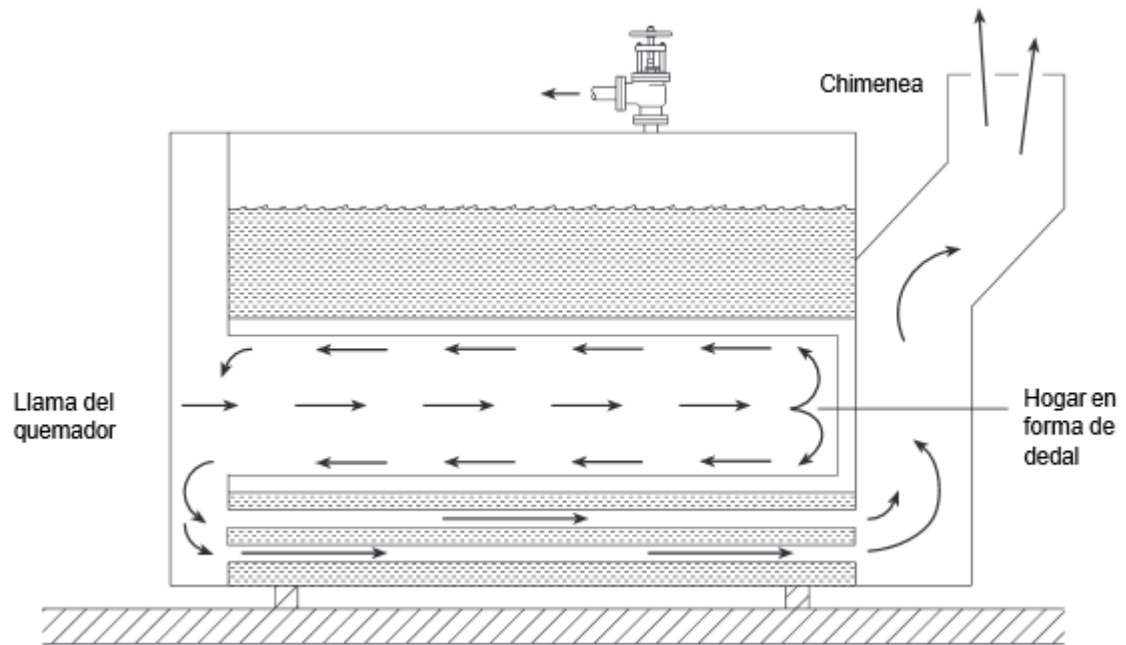


Fuente: Thermal Engineering Ltda.

Figura 1-23. Caldera Compacta

1.4.4.4. Caldera de llama reversible

Ésta es una variante de la caldera convencional. La cámara de combustión tiene forma de dedal y el quemador lanza la llama por el centro. La llama dobla atrás dentro de la cámara de la combustión hacia el frente de la caldera. Los tubos de humos rodean al dedal y pasan los gases de la combustión a la parte trasera de la caldera y la chimenea.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-24. Caldera de llama reversible

1.4.5. Accesorios y controles de las calderas

Hay varios accesorios que deben instalarse en las calderas de vapor, todos con el objetivo de mejorar:

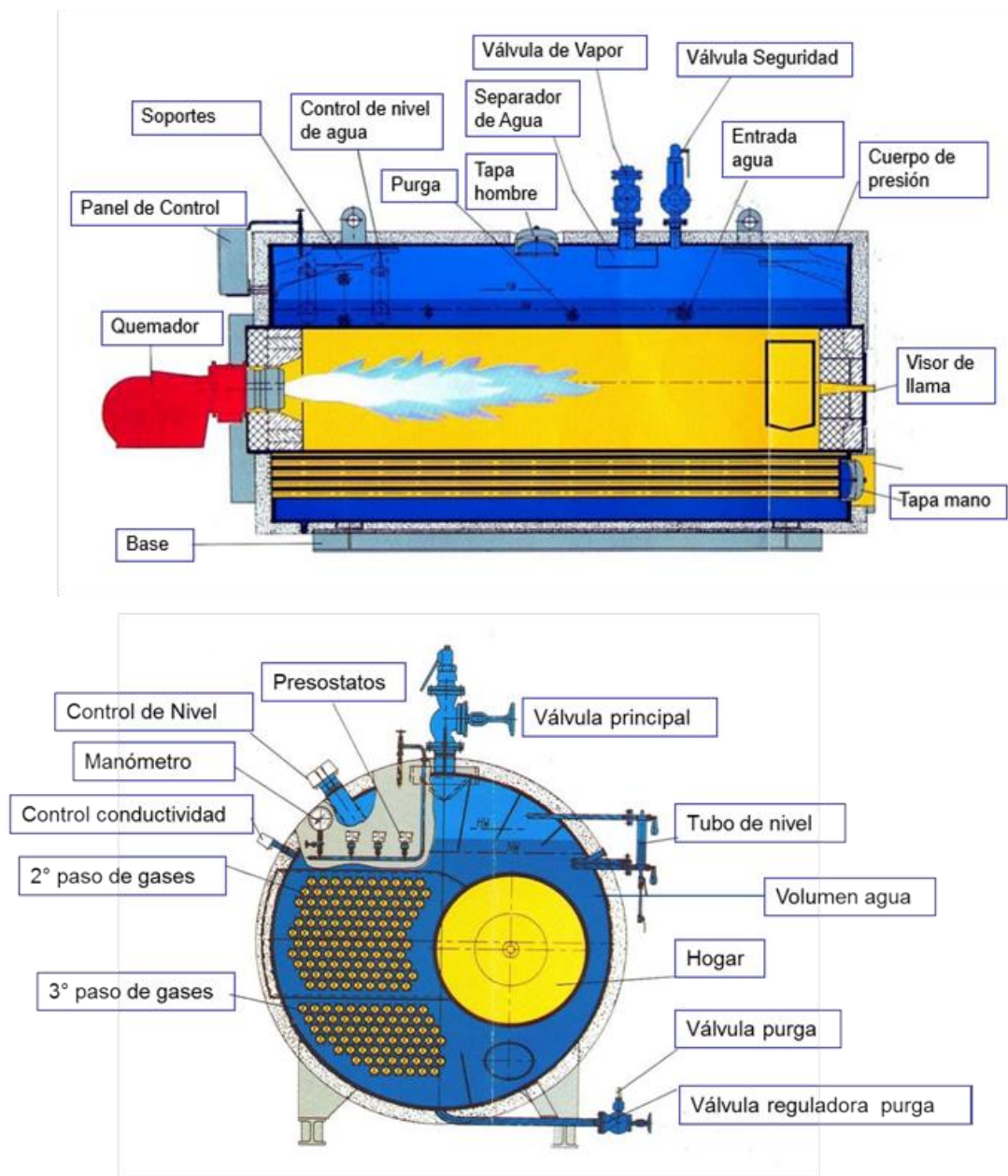
- Funcionamiento.
- Eficacia.
- Seguridad.

En la última la mitad del siglo XIX, las explosiones en calderas de vapor eran bastante comunes. A consecuencia de esto, se formó una compañía en Manchester con el objetivo de reducir el número de explosiones sometiendo las calderas de vapor a un examen independiente. Esta compañía era el principio de la actual Federación de Seguridad (SAFed), el organismo cuya aprobación se requiere en el Reino Unido para los accesorios y controles de caldera. Después de un periodo comparativamente corto, sólo ocho de 11.000 calderas examinadas explotaron. Esto comparado con las 260 explosiones de calderas que ocurrieron en calderas que no fueron examinadas por esta compañía.

La figura 1-25 ilustra los múltiples accesorios y conexiones que se requieren en una caldera pirotubular de 3 pasos. Todas las conexiones de tuberías y válvulas sirven

para un propósito en la operación y mantenimiento y la mayoría están regidas por la Sección I del código ASME.

El código requiere como mínimo: Un manómetro de presión, nivel de agua de vidrio, grifos de nivel, una válvula de corte en la línea de vapor y válvulas de corte y comprobación en la línea de alimentación de agua. Adicionalmente al mínimo antes citado, se necesitan las bombas de alimentación de caldera y/o inyectores de agua. Los cortes de combustibles por bajo nivel de agua en las calderas alimentadas automáticamente se requieren ahora por la mayoría de las reglamentaciones.



Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-25. Conexiones y accesorios en una caldera pirotubular de 3 pasos de gases

1.4.5.1. Válvulas de seguridad

Uno de los accesorios importantes de la caldera es la válvula de seguridad. Su función es proteger el cuerpo de la caldera de sobrepresión y evitar que explote. Hay diferentes tipos de válvulas de seguridad instaladas en la planta de la caldera, todas deben cumplir el siguiente criterio:

- Las válvulas de seguridad deberán dar salida a un caudal de vapor equivalente a la potencia térmica de la caldera.
- El rango de capacidad de descarga total de las válvulas de seguridad debe estar dentro del 110% de la presión de diseño de la caldera.
- El orificio que conecta una válvula de seguridad a una caldera debe ser como mínimo de 20 mm.
- La tara máxima de la válvula de seguridad será la presión máxima permisible de trabajo de la caldera.
- Debe haber un margen adecuado entre la presión normal de trabajo de la caldera y la tara de la válvula de seguridad.

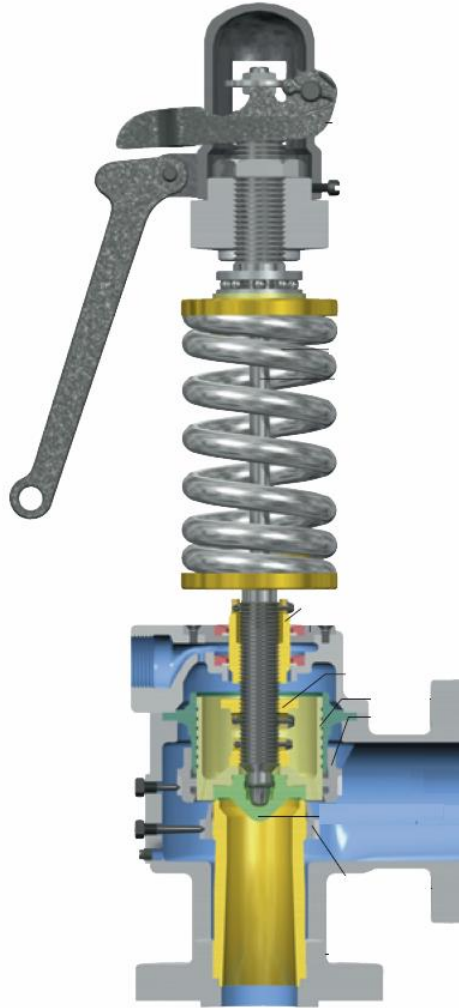
La norma ANSI B95.1 tiene una gran lista de terminología relativa a válvulas de seguridad. Como se mencionó antes éste es el dispositivo de seguridad más importante sobre una caldera y puede ser la última defensa contra una explosión por sobrepresión. Unas pocas definiciones sobre este importante dispositivo ayudarán a diferenciar los tipos que hay disponibles:

a) Dispositivo de alivio de presión: Está diseñado para aliviar la presión o abrir para evitar una subida interna de presión de una vasija o recipiente cerrado con presión excesiva sobre la admisible de trabajo.

b) Válvula de alivio de presión: Está actuada por la presión interior que tiene un ascenso graduado proporcional al incremento de presión y se utiliza principalmente para evitar sobrepresión en el servicio de líquidos.

c) Válvula de seguridad: Es un dispositivo de alivio de presión actuado por la presión ajustada pero caracterizado por una acción de apertura rápida, para trabajar y rebajar presión inmediatamente, al dejar escapar vapor de un recipiente cerrado. Puede utilizarse también para servicio de alivio de la presión de aire.

d) Válvula de alivio de presión pilotada por presión: Es un dispositivo de alivio donde el dispositivo principal está actuado y controlado por un disparador auxiliar auto-operado de la válvula de alivio de presión.

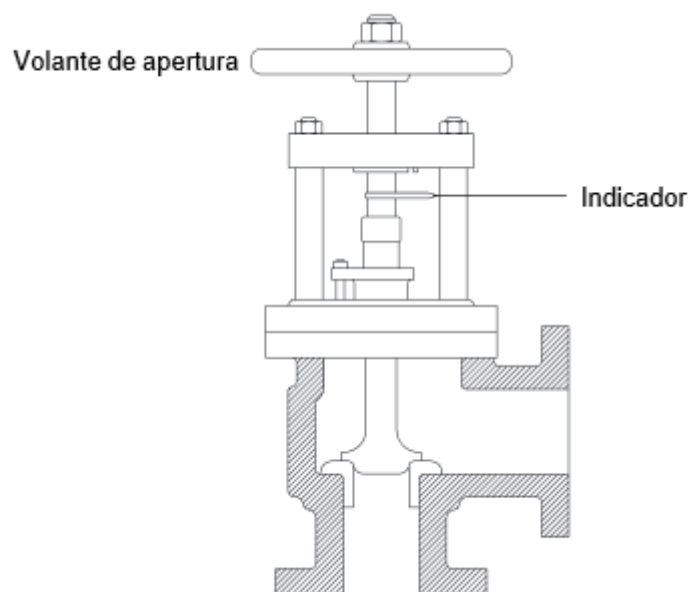


Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 1-26. Válvula de seguridad de caldera

1.4.5.2. Válvulas de corte para calderas

Una caldera de vapor debe tener instalada una válvula de interrupción (también conocida como válvula de salida de vapor). Ésta aísla la caldera de vapor y su presión del proceso o la planta. Generalmente es una válvula de globo en ángulo del modelo de husillo. La figura 1-27 nos muestra una válvula de corte típica de este tipo.



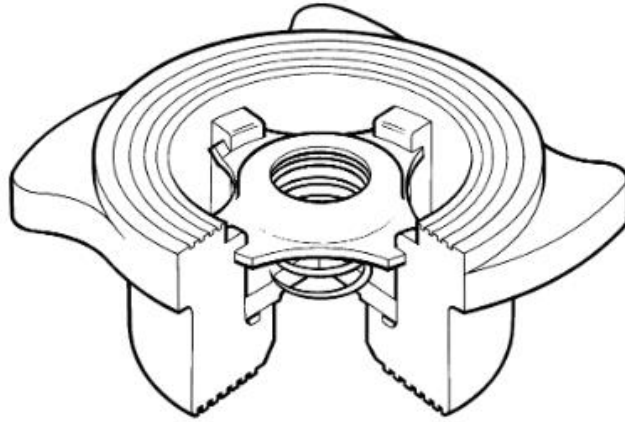
Fuente: TLV Engineering S.A.

Figura 1-27. Esquema válvula de corte para caldera

En el pasado, estas válvulas estaban fabricadas de hierro fundido, acero y bronce (que se usan para las aplicaciones con presiones más altas). Fundición nodular o SG no debe confundirse con hierro de fundición gris ya que tiene propiedades mecánicas más parecidas a las del acero. Por esta razón muchos fabricantes de calderas usan válvulas de fundición nodular como estándar en sus propias aplicaciones como válvula de interrupción. La válvula de interrupción no se diseña como una válvula para proporcionar más o menos vapor, debe abrirse o cerrarse totalmente. Siempre debe abrirse lentamente para evitar aumentos repentinos de presión aguas abajo y los golpes de ariete.

1.4.5.3. Válvulas de retención

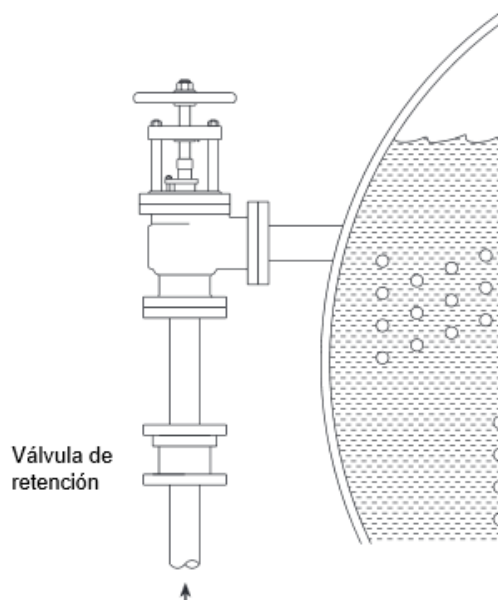
La válvula de retención), se instalan en la tubería del agua de alimentación de la caldera entre la bomba de alimentación y la caldera. Una válvula de aislamiento para la alimentación a la caldera se instala en el cuerpo de la caldera



Fuente: TLV Engineering S.A..

Figura 1-28. Válvula de retención

La válvula de retención contiene un resorte que mantiene la válvula cerrada cuando no hay presión en la caldera aunque el tanque de alimentación tenga un nivel elevado, además previene que la caldera se inunde por la presión estática del agua de alimentación. Bajo condiciones normales de vapor, la válvula de retención funciona de una manera convencional para detener flujo del retorno de la caldera que entra en la línea de alimentación cuando la bomba de alimentación se para. Cuando la bomba de alimentación se pone en marcha, su presión vence al resorte para alimentar la caldera.

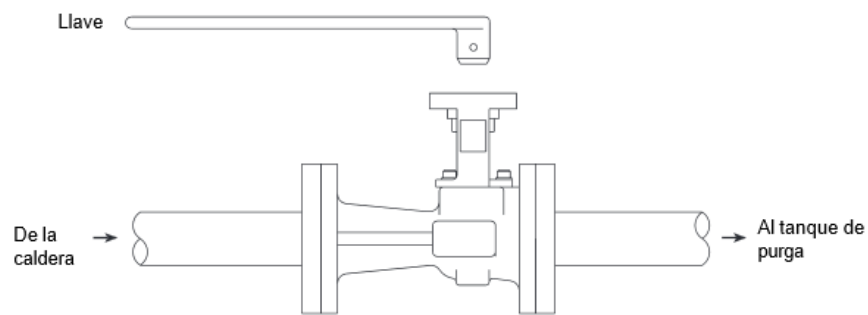


Fuente: TLV Engineering S.A.

Figura 1-29. Ubicación de válvula de retención

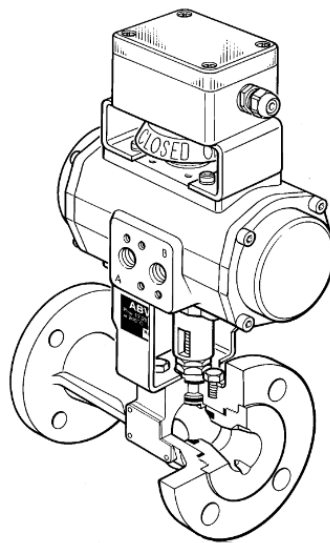
1.4.5.4. Válvulas de purga de fondo

Las calderas deben tener como mínimo una válvula de purga de fondo, en un lugar cercano al que puede que se acumule el sedimento o lodo. Estas válvulas deben accionarse con una llave y están diseñadas de tal manera que es imposible sacar la llave con la válvula abierta. Ahora están disponibles válvulas de purga de fondo automáticas que se controlan por temporizadores incorporados en los controles electrónicos que aseguran que una sólo caldera puede purgarse a la vez. Las Figuras 1-30 y 1-31 muestran válvulas típicas de purga de fondo.



Fuente: TLV Engineering S.A.

Figura 1-30. Válvula de purga de fondo típica

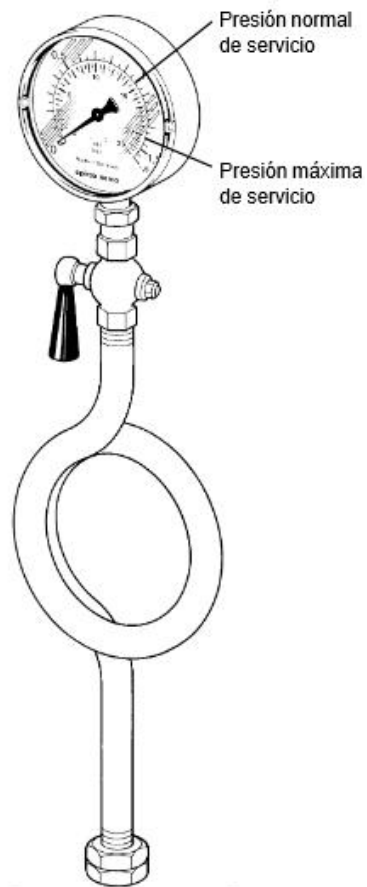


Fuente: TLV Engineering S.A.

Figura 1-31. Válvula de purga de fondo automática

1.4.5.5. Manómetros

Los manómetros, normalmente, se conectan al espacio vapor de la caldera por un tubo sifón en R que está lleno de vapor condensado para proteger el mecanismo del dial de altas temperaturas. Se pueden instalar manómetros en otros recipientes a presión como tanques de purga de fondo, normalmente tendrán diales más pequeños como muestra la Figura 1-32.



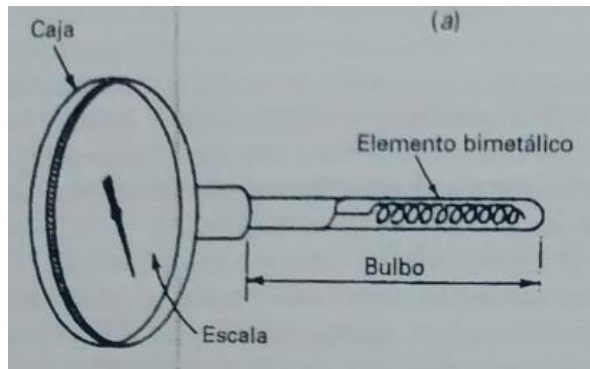
Fuente: TLV Engineering S.A.

Figura 1-32. Manómetro con sifón tipo R

1.4.5.6. Dispositivos mecánicos de temperatura

a) Termómetros bimetálicos. Si se calienta una tira de metal compuesto por dos metales distintos soldados o remachados conjuntamente, se dobla en la dirección del metal con menor coeficiente de dilatación. La cantidad de flexión o combadura para una temperatura dada es repetible y puede utilizarse para indicar la temperatura, supuesto que se controla la pureza de los dos metales. Normalmente, la tira o banda está conformada o arrollada en espiral, y se une a una aguja fijada en un final de la cinta. El

otro final es un punto fijo. A medida que la cinta se dilata y expande, la aguja indicadora señala la temperatura en una escala, como se muestra en la imagen 1-33.

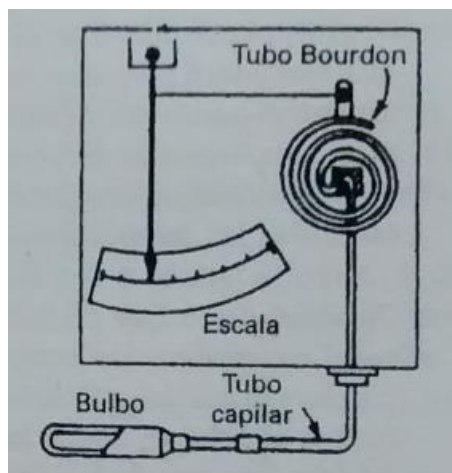


Fuente: Revista Electrónica N°13 Universidad Rafael Landívar, Facultad de Ingeniería.

Figura 1-33. Termómetro bimetalítico

El límite superior de temperatura de los termómetros bimetalíticos está alrededor de 1.000 °F (540 °C), pero normalmente el límite usual es de 260 °C (500 °F).

b) Termómetro relleno de líquido. Los dispositivos de este tipo se hacen con un gas o líquido dilatante encerrado en un recinto herméticamente cerrado. Cuando se aplica calor, la presión del fluido expansionado induce al tubo en espiral a enderezarse, como en la imagen 1-34, moviendo una aguja indicadora sobre una escala fija.



Fuente: Revista Electrónica N°13 Universidad Rafael Landívar, Facultad de Ingeniería.

Figura 1-34. Termómetro de gas o líquido

1.4.5.7. Dispositivos electrónicos de temperatura

a) Detectores de temperatura o resistencia. Los detectores de temperatura por resistencia (RTD) operan bajo el principio de que la resistencia de un conductor eléctrico cambia o varía con la temperatura. Se utiliza normalmente el platino a causa de su estabilidad a temperaturas elevadas.

b) Termopares. Los termopares dependen del principio de que cuando se unen dos metales distintos, se genera una tensión eléctrica que varía con la temperatura. Esta tensión puede medirse con ayuda de un circuito electrónico. Los termopares tienen una soldadura o punto caliente, que es el punto de medida, y una soldadura fría que es el punto de referencia. Los sensores de los termopares pueden fabricarse en una gran variedad de configuraciones y tamaños y son muy utilizados para medida continua de temperatura de corrientes calientes. Son muy utilizados en calderas para controlar las temperaturas de los fluidos circulantes.

c) Termistores. Los termistores son resistencias que varían su resistencia eléctrica con los cambios de temperatura, así que son similares a los RTD. Esta cualidad puede utilizarse para medir temperatura con un circuito eléctrico apropiado. El escaso avance de los termistores en comparación con los RTD y los termopares es debido a su más reducido campo operativo y al hecho de que el cambio de resistencia con la temperatura no es lineal.

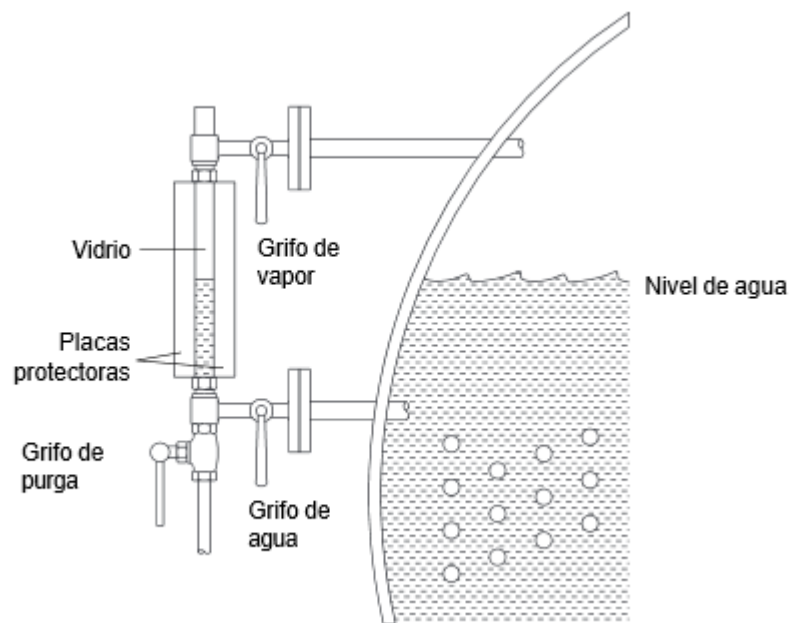
1.4.5.8. Indicadores de nivel y sus accesorios

Todas las calderas tienen como mínimo un indicador de nivel de agua. Un tubo de cristal muestra el nivel real del agua en la caldera sean cuales sean las condiciones de trabajo de la caldera. Deben instalarse indicadores de nivel para que nos muestren su lectura más baja del nivel del agua a 50 mm del punto sobre donde ocurrirá el sobrecalentamiento. Alrededor de ellos deben instalarse protectores que no deben impedir la visibilidad del nivel del agua. La figura 1-35 nos muestra un indicador de nivel típico.

Los indicadores de nivel son propensos a daños por la corrosión de los químicos en el agua de la caldera, y erosión durante la purga de fondo, especialmente en el lado del vapor. Cualquier señal de corrosión o erosión nos obliga a cambiar el cristal. Para comprobar un indicador de nivel, debe seguirse el siguiente procedimiento:

1. Cerrar el grifo de agua y abrir el grifo de purga durante aprox. 5 segundos.
2. Cerrar el grifo de purga y abrir la llave del agua, el agua deberá volver rápidamente a su nivel del funcionamiento normal, si esto no ocurriera, entonces podría haber un obstáculo en el grifo de agua y debe remediarse lo más pronto posible.
3. Cerrar el grifo de vapor y abrir el grifo de purga durante aproximadamente 5 segundos.
4. Cerrar el grifo de purga y abrir la llave de vapor, Si el agua no vuelve a su nivel rápidamente, podría haber un obstáculo en el grifo de vapor y debe remediarse lo más pronto posible.

El operador autorizado debe comprobar sistemáticamente los indicadores de nivel por lo menos una vez al día llevando la protección necesaria en la cara y las manos para protegerle de quemaduras en caso de la rotura del cristal. Todas las manetas del indicador de nivel deben apuntar hacia abajo cuando está trabajando. La protección del indicador de nivel debe mantenerse limpia. Cuando se está limpiando la protección debe cerrarse temporalmente el indicador de nivel.



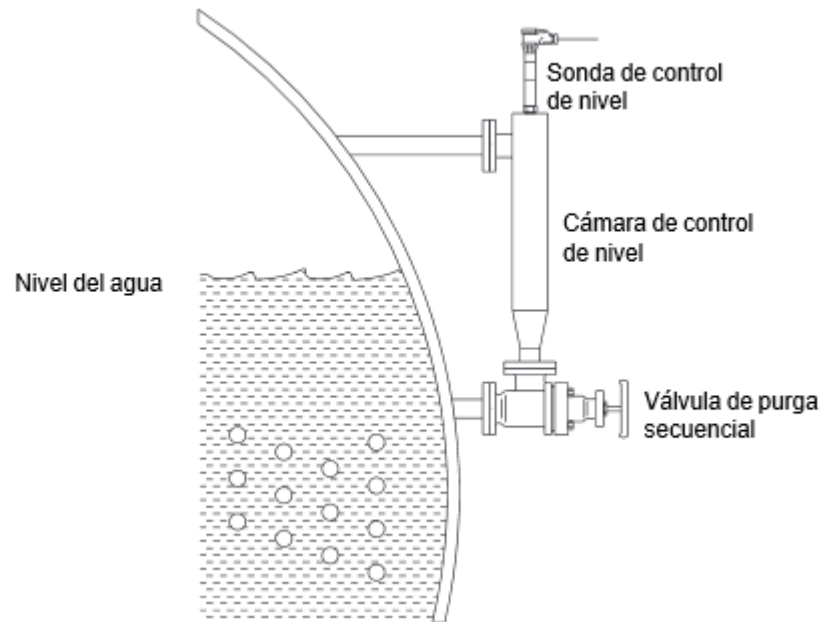
Fuente: TLV Engineering S.A.

Figura 1-35. Indicador de nivel y accesorios

1.4.5.9. Cámaras de control de nivel

Las cámaras de control de nivel están en la parte externa de la caldera y sirven para instalar los controles o alarmas de nivel como muestra la Figura 1-36. El

funcionamiento de los controles o alarmas de nivel se verifica diariamente cuando se usa la válvula de purga secuencial. Con el volante girado totalmente en sentido contrario a las agujas de reloj, la válvula estará en la posición de ‘funcionamiento normal’ y un asiento trasero cierra la conexión del desagüe.

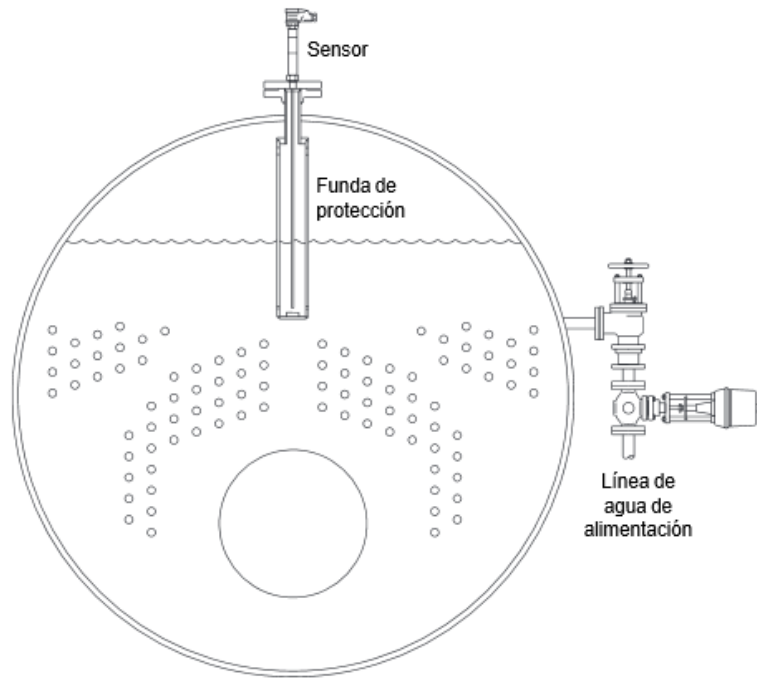


Fuente: TLV Engineering S.A.

Figura 1-36. Cámara de control de nivel

1.4.5.10. Controles de nivel instalados dentro de la caldera

Hay sistemas del control de nivel que proporcionan un grado mayor de seguridad que los mencionados anteriormente. Los sensores se instalan directamente dentro del cuerpo de la caldera y proporcionan una función de supervisión de la integridad del sistema. Debido a que están instalados internamente, no están sujetos a los procedimientos de purga de fondo de las cámaras externas. El funcionamiento del sistema se comprueba con una prueba de evaporación. Las fundas de protección se instalan para amortiguar el nivel de agua alrededor del sensor.



Fuente: TLV Engineering S.A.

Figura 1-37. Controles de nivel y funda de protección instalados dentro de la caldera

1.4.5.11. Sistema de alimentación de agua.

Se encarga de reemplazar el agua que se vaporiza en la caldera, manteniendo de esta forma un nivel adecuado de operación. El sistema más utilizado es de bomba centrífuga o bomba de pistón de desplazamiento positivo.

Deben existir dos sistemas independientes de agua de alimentación.

El funcionamiento del sistema de alimentación está controlado por los reguladores automáticos de nivel, entre los cuales los más utilizados son los del tipo flotante y el tipo de electrodos.

En el tipo flotante, cuando el nivel es bajo acciona un interruptor de mercurio que pone en funcionamiento la bomba de alimentación, en caso de que el nivel de agua no se recupere sino que siga bajando, el flotador acciona un segundo interruptor para apagar la caldera por bajo nivel.

En el sistema de electrodos, estos funcionan como interruptores de alto y bajo nivel, accionando la bomba de alimentación cuando sea necesario.

CAPÍTULO 2: CAUSAS DE FALLAS EN CALDERAS

2. CAUSAS DE FALLAS EN CALDERAS

2.1. PRESENTACIÓN DEL TEMA

Uno de los problemas serios que tuvieron los ingenieros al final del siglo XIX era la explosión de las calderas. El calentamiento del agua para producir vapor y que esta energía sea convertida en energía para maquinaria de poder, contribuyó enormemente a la revolución en la producción en dicho siglo. Construida para soportar altas presiones, se realizaron diversos tipos de recipientes y estos poseían una incontrolada presurización del vapor, llevaron a que sean hechas de acero. Para querer una relajación de esfuerzos en los materiales, seguridad en los mismos y apropiados recipientes, las calderas eran controladas diariamente en tierra y en mar para evitar explosiones con terribles consecuencias, para evitar esto, se creó el código ASME para calderas y recipientes a presión publicado por primera vez en 1915.

2.1.1. Causas características de fallas en equipos de vapor

Las calderas y otros tipos de equipos de plantas de vapor están sujetos a una variedad de fallas que envuelven uno o más mecanismos severos.

El más frecuente de estos mecanismos es la corrosión, la cual incluye también a la erosión; los procesos mecánico ambientales, incluyendo a la corrosión bajo esfuerzo y daños por hidrógeno; fracturas, incluyendo fractura por fatiga, fractura por fatiga térmica y ruptura por esfuerzos; y distorsión, especialmente la distorsión que envuelve la expansión térmica.

2.2. PROBLEMAS DE SERVICIO, INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y REPARACIONES.

Los problemas de servicio surgen y se desarrollan en el tiempo como aparición de depósitos de impurezas que poco a poco se acumulan sobre las superficies de transferencia térmica, disminución del metal comido por la corrosión, reducción del espesor de los tubos por la erosión, los aumentos y bajadas térmicas (cíclicas) producen la aparición de grietas, las conexiones de los controles se llegan a taponar, las tensiones

debidas a las presión y variación térmica afectan a la capacidad del metal para resistir los esfuerzos, y así toda una serie de problemas operativos similares tienen lugar debido al desgaste y corrosión de los equipos. Hay muchos problemas operativos que afectan a la producción y rendimiento. Las calderas modernas pueden tener controles operativos múltiples. Muy a menudo estos controles y la instrumentación asociada necesitan ajustes para mantener sus exigencias formales de trabajo. Es aquí donde la experiencia y conocimientos del operador pueden ser muy importantes para efectuar los ajustes adecuados sin afectar a otras funciones de control que también pueden necesitar ajustes. Por ejemplo, un dispositivo de seguridad de bajo nivel puede operar para cortar un quemador. El operador comprueba su nivel de vidrio y ve que el nivel de agua está en su zona media adecuada en el vidrio. Asume o supone pues que el corte del quemador por bajo nivel está defectuoso y bloquea el dispositivo en su posición de cortado para mantener la caldera en operación. Lo desconocido para él es que las válvulas de nivel de la caldera fueron cerradas durante un cambio del nivel de vidrio y nunca volvieron a abrirse por el personal de mantenimiento. Así que el nivel de agua en el nivel de vidrio no es una indicación real del nivel de agua. El operario se da cuenta de ello solamente después de que la carcasa del ventilador de tiro inducido de la caldera se vuelve de color rojo cereza a medida que los tubos se funden lentamente en la caldera.

El daño por sobrecalentamiento debido al bajo nivel es la causa más importante y frecuente de parada de caldera en las calderas de baja y media presión. Las calderas de centrales tienen las roturas de tubos como la principal causa de parada.

2.2.1. Efecto del bajo nivel de agua

El bajo nivel de agua en una caldera puede conducir a cualquier situación desde una fuga a una explosión, dependiendo en gran manera del tipo de caldera, la tasa de combustión y de lo bajo que haya llegado el nivel de agua. Si la caldera es de un tipo con bóveda sobre el hogar o cámara de combustión, como el de una locomotora u caldera escocesa marina, una ruptura de la bóveda es casi inevitable si el agua desciende por debajo del nivel de la bóveda cuyo metal al descubierto pronto alcanza una temperatura tal (rojo oscuro) que la tensión resistente cae hasta un valor peligrosamente bajo. La rotura de la chapa de la bóveda es a menudo muy violenta y así han tenido lugar serias explosiones.

En las calderas de tubos de humos, el primer resultado de la caída del nivel de agua por debajo del nivel de seguridad cuando hay una tasa de combustión elevada, puede ser la fuga en el final trasero de la caldera y las filas superiores de tubos. A medida que el nivel de agua baja y los tubos se exponen a los gases de temperatura

elevada, la expansión o dilatación de los tubos es tan grande que se rompen por su unión a las placas. La fuga puede aparecer por las zonas finales de cada fila de tubos a medida que el nivel de agua desciende más, hasta que la distorsión y rotura de las placas finales y cabezales, con fugas en sus asientos, se produce. Una explosión debida a nivel bajo de agua no es corriente en este tipo de caldera porque los muchos puntos de fuga pueden dar la alarma. Sin embargo, los tubos sí que pueden romperse.

Los efectos del nivel bajo de agua en los tubos de agua son similares a los de los tubos de humos. Los tubos se dilatan a medida que el nivel de agua baja y abandona estos tubos, y se suelen romper por los asientos o puntos de unión, produciendo fugas. Un nivel de agua excesivamente bajo puede dar lugar a la rotura o fundido de los tubos.

Las mejoras en la operación y cuidado de una caldera minimizan la posibilidad de desarrollar las condiciones de bajo nivel, lo cual depende del chequeo frecuente y de pruebas de alimentación de agua, retorno del condensado, bombas y componentes similares del bucle o circuito de agua del sistema de calderas que se supone ha de mantener el circuito con agua. Los reguladores y alarmas asociados con los dispositivos de corte por bajo nivel son normalmente la última defensa contra el nivel bajo de agua, a no ser que un operador tome acciones correctoras. El mejor modo de probar el corte por nivel bajo de agua es duplicando la condición real de nivel bajo. Hay que drenar suavemente la caldera a través de la línea de purga mientras esta bajo presión. Si una caldera de calefacción no tiene un drenaje adecuado para hacerlo, asegúrese de corregir esta condición. Muchos operadores drenan solamente la cámara del flotador de corte para esta prueba. Pero el drenaje de la cámara del flotador es solo para purgar el sedimento de la cámara del flotador. Normalmente esta bajará cuando el drenaje se abra a causa del repentino chorro de agua que sale de la toma del flotador.

Las pruebas a menudo muestran que el drenaje de la cámara del flotador indicará que el corte por bajo nivel funciona correctamente, pero cuando se hace una prueba adecuada drenando la caldera, el corte falla en su funcionamiento. La prueba diaria del corte por bajo nivel de agua drenando la cámara del flotador es una práctica aconsejable. Pero al comienzo de cada estación hay que duplicar la prueba real de la condición de bajo nivel.

Para probar si una caldera tiene el nivel de vidrio interior obstruido, incluso aunque señale un nivel medio lleno de agua, hay que abrir los grifos de prueba de las columnas de agua. Si todos muestran vapor significa que la conexión inferior esta obstruida, permitiendo al vapor de la conexión superior condensar en el nivel de vidrio. La caldera debería cortarse inmediatamente e inspeccionarse para ver los posibles daños por calentamiento por falta de agua. Naturalmente, la conexión de la columna de agua

con el nivel de vidrio debería limpiarse de toda obstrucción antes de volver a poner a la caldera en servicio.

Si es necesaria una presión de alimentación de agua anormalmente elevada para mantener el agua en la caldera, hay que comprobar las válvulas y las líneas de alimentación de agua para asegurarse de que no esté rota una válvula, fuera de su asiento o que no haya alguna obstrucción en la misma línea de alimentación. De algunos métodos de tratamiento del agua de alimentación se ha sabido que depositan materias químicas en el interior de la línea de alimentación, haciendo imposible mantener el agua en la caldera. También se debiera comprobar si hay fugas debidas a tuberías rotas o corroídas en la línea de alimentación de agua (o en la línea de condensado en las calderas de calefacción) especialmente si hay tuberías enterradas en el sistema.

Si el agua no es visible en el nivel de vidrio, a causa de un fallo del suministro de agua de alimentación, se debe hacer inmediatamente lo siguiente:

1. Cortar el combustible a quemadores y ponerlos en posición de seguridad.
2. Comprobar el nivel de agua, probando los grifos de prueba y el drenaje de la columna de agua. Si el nivel de agua bajo definido se indica por debajo del nivel de vidrio (visible), cerrar la válvula principal de vapor y la válvula de agua de alimentación.
3. Si la caldera está equipada con él, abrir el drenaje del sobrecalentador.
4. Continuar operando los ventiladores de tiro forzado y de tiro inducido hasta que la caldera se enfríe gradualmente.
5. Dejar que la presión se reduzca gradualmente y cuando la zona del hogar esté suficientemente fría, comprobar si los tubos pierden agua y otros signos de daños por sobrecalentamiento. En calderas pirotubulares, observar si la chapa de los tubos presenta grietas o abolladuras y roturas de tirantes, virotillos y arriostamientos en las zonas de agua. Con las calderas escocesas marinas, observar si se han agrietado o roto las soldaduras del hogar por las chapas planas (placas). En las calderas de fundición, mirar si hay secciones agrietadas o roturas. En las calderas de cuerpo de acero, comprobar las juntas soldadas o remachadas de unión solapadas longitudinal o circunferencialmente.
6. Si no hay signos evidentes de fugas o pérdidas, hacer una prueba hidrostática a la caldera de 1,5 veces la presión de trabajo admisible. Después volver a comprobar si hay fugas en todas las zonas críticas de la caldera. Si se observan fugas durante la comprobación inicial o durante la prueba hidrostática, comunicarlo al inspector de calderas autorizado para que pueda inspeccionar de nuevo la caldera y avisar de las reparaciones procedentes.

2.2.2. Corrosión

El daño producido por la corrosión puede ser un proceso de deterioro lento y normalmente es controlable mediante el tratamiento del agua y las inspecciones internas. La corrosión más frecuente encontrada es aquella debido a:

- Oxígeno disuelto.
- Ataque cáustico, que normalmente produce vaciado del metal.
- Corrosión por quelatos, que destruye la capa fina de óxido de hierro magnético que protege las superficies metálicas contra la corrosión.

La corrosión se clasifica en:

- General.
- Localizada (como el picado).
- Corrosión en grietas (que tiene lugar cuando un líquido corrosivo se asienta en una grieta).
- Corrosión galvánica. Cuando dos metales no similares se exponen y entran uno en contacto con el otro si hay una corriente eléctrica o una tensión eléctrica entre ellos. El metal menos resistente, llamado anódico, pierde metal, mientras el más resistente, denominado catódico, tiene porciones de las partículas del metal menos resistente depositadas en el punto de unión.

Otra forma de corrosión es la denominada lixiviación, o desaleación y en algunos casos descincificación, como en el bronce. La fundición gris puede destruirse; la ferrita se convierte en óxido de hierro en presencia de agua ligeramente ácida. La corrosión por desgaste ocurre cuando dos metales rozan el uno contra el otro y esto destruye la capa protectora, exponiendo su superficie a nueva oxidación.

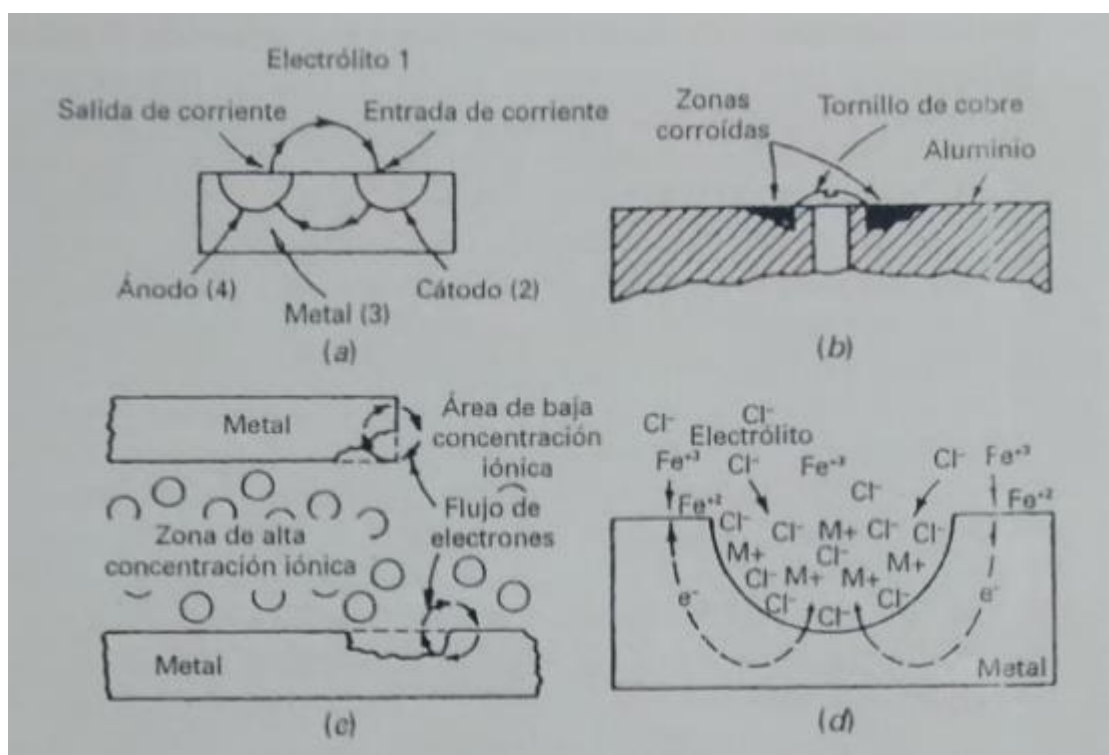
2.2.2.1. Corrosión interna.

La corrosión interna es un deterioro electroquímico de las superficies de la caldera, normalmente por debajo de la línea del agua. Véase la Figura 2-1

- (a) la teoría de reacción electroquímica favorece el flujo de corriente iónica en la corrosión electrolítica.
- (b) la corrosión galvánica ataca al menos noble de los dos metales en contacto.
- (c) la corrosión de grieta ocurre en una falla o falta estructural localizada.
- (d) el picado químico está causado por la elevada concentración de cloruro o de oxígeno.

El pH del agua es una medida de su acidez o alcalinidad y normalmente tiene relación directa sobre las propiedades corrosivas.

De aquí que un pH por debajo de 7 indicará acidez y mayor que siete indicará una condición alcalina.



Fuente: Revista Electrónica N°13 Universidad Rafael Landívar, Facultad de Ingeniería.

Figura 2-1. Tipos de ataques corrosivos

Los efectos dañinos de la corrosión dependen de su tasa de penetración. La corrosión que afecta a grandes zonas de la chapa de calderas no penetra tan rápidamente como la corrosión localizada en zonas pequeñas. Estas últimas condiciones son difíciles de detectar y pueden aumentar sin notarse hasta extensiones peligrosas.

La corrosión localizada puede ser en forma de picado, muescado o ranurado. El picado está causado por roturas repetidas en forma de puntos de la capa de óxido protector. Está afectado por el tipo de superficie, especialmente si se presentan incrustaciones por defectos de laminado u otras irregularidades superficiales semejantes. Las picaduras pueden ser tan pequeñas como la punta de un alfiler o tan grandes como una moneda.

2.2.2.2. Efectos de la corrosión.

La resistencia de un calderín se reduce a medida que prospera la corrosión o el picado aumenta. La presión admisible muy a menudo debe reducirse por el efecto debilitador de una chapa que se va corroyendo.

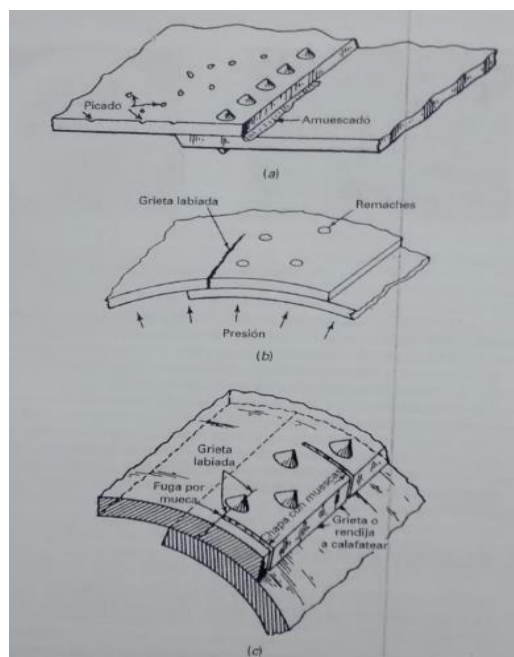
Las acanaladuras, o ranurado, son una forma de deterioro de la chapa de la caldera por medio de corrosión localizada y concentración de tensiones. Vea la imagen 2-2.

(a) Deterioro del metal por muescas

(b) Grieta labiada proveniente de una junta que no es circular, produciendo concentración de tensiones en labio

(c) las muescas se utilizan para determinar si existió una grieta labiada continua.

Se encuentran normalmente en zonas adyacentes y paralelas a los solapes remachados o roblonados en las bridas de los fondos bombeados. La ranura es normalmente de una anchura de 1/8" a 1/2", y puede tener desde varias pulgadas a varios pies de longitud. Como la reducción de espesor tiene lugar en una zona que está sometida a concentración de tensiones, el ranurado puede ser muy serio. Si esto ocurre en una gran extensión de las costuras de un calderín no arriostrado de una caldera, no tiene ni admite reparación posible. La presión admisible debe reducirse considerablemente o la caldera debe retirarse permanentemente del servicio.



Fuente: Revista Electrónica N°13 Universidad Rafael Landívar, Facultad de Ingeniería.

Figura 2-2. Problemas con las viejas calderas roblonadas

2.2.2.3.Consideraciones a añadir sobre las calderas

El control de la corrosión y del deterioro eventual del equipo de caldera, es tan importante durante las paradas como durante los periodos de trabajo. La corrosión puede iniciarse por el oxígeno del agua y por el pH bajo. Si el agua o el oxígeno se mantienen fuera del sistema, los otros elementos no lo dañaran.

2.2.3. Problemas de roturas

El desarrollo de una rotura tiene tres componentes:

1. Un periodo de incubación, como puede ser el trabajo en frio, las tensiones cíclicas y los ataques químicos sobre la estructura de grano del material.
2. Propagación de la grieta desde un punto de inicio de separación metálica debida a los ítems mencionados antes.
3. Rotura hasta el tamaño crítico donde una pieza es demasiado débil para soportar la carga impuesta y el fallo final hasta su destrucción tiene lugar rápidamente.

La fatiga y la deformación lenta del material pueden iniciar grietas o roturas. La fatiga normalmente ocurre en un punto de concentración de tensiones como un ángulo de una pieza, o una superficie picada y normalmente se origina en la superficie. La deformación lenta normalmente origina cavidades que se forman en las proximidades del grano, ya sea dentro del material o en la superficie, y a partir de ahí las cavidades se unen para dar lugar a una grieta o rotura. La deformación lenta es un fenómeno o daño a largo plazo, a medida que el material pierde su capacidad para alargarse con la carga.

La corrosión por fatiga normalmente produce roturas intergranulares de los metales que sufren tensiones cíclicas en un ambiente corrosivo. La rotura por corrosión de tensiones ocurre cuando un metal está en contacto con un medio corrosivo mientras está sometido a fuertes tensiones. Requiere la presencia de un metal fuertemente tensionado y un medio corrosivo. Las tensiones normales son así aumentadas por encima de lo normal.

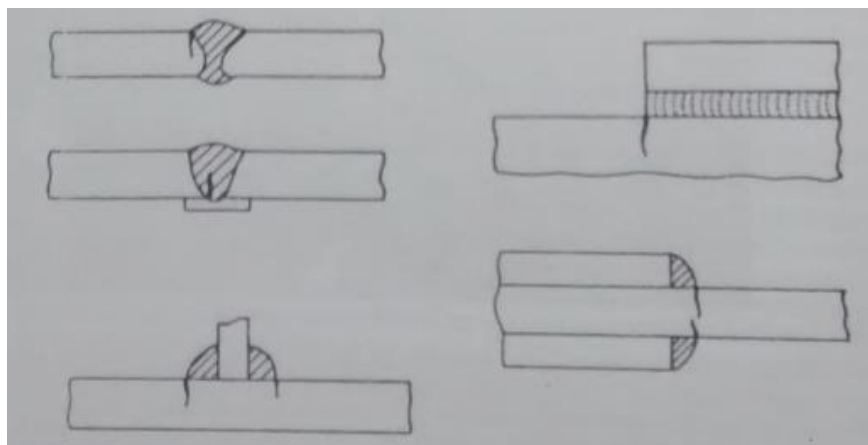
La rotura cáustica (fragilidad cáustica) es un tipo importante de fallo del metal de la caldera caracterizado por grietas o fallos continuos, la mayoría de ellos intergranulares. Parece que son necesarias las siguientes condiciones para que este tipo de rotura se produzca: (1) el metal debe estar sometido a tensiones; (2) la caldera debe contener hidróxido sódico cáustico; (3) al menos trazas de sílice deben estar presentes en el agua de la caldera y (4) deben presentarse algunos mecanismos, como ligeras fugas, para permitir al agua de caldera concentrarse sobre el metal con tensiones. La rotura

cáustica fue un problema particular en las antiguas calderas de calderines remachados a causa de las tensiones y grietas en las zonas roblonadas y solapadas. Mientras este tipo de rotura ha llegado a ser menos frecuente desde la llegada de los calderines soldados, los finales de tubos laminados son aun zonas vulnerables al ataque. La posibilidad de rotura cáustica debería considerarse al establecer cualquier programa de inspección.

Una variación de sección brusca en una pieza de caldera sometida a tensiones provoca una concentración de tensiones que multiplica la tensión o esfuerzo normal en esa sección. Si la caldera está sometida a un trabajo cíclico, pueden aparecer grietas de fatiga. Los ángulos afilados tienen que estar muy vigilados en una inspección para detectar posibles comienzos de rotura.

La moderna construcción de calderas y recipientes a presión ha sido posible con los avances en el conocimiento de la soldadura. Sin embargo, hay que tener en cuenta muchas variables para obtener una buena junta o unión soldada con garantía. Es necesario considerar los siguientes factores variables: soldadura del metal de base; forma de la unión; proceso de soldadura a seguir; procedimiento a seguir para la ejecución de la soldadura; tamaño y tipo de electrodo; corriente (o temperatura de la soldadura) ensayo no destructivo a aplicar para la comprobación de juntas y utilización de procedimientos y soldadores calificados. Las consideraciones de aceptación final pueden también implicar una prueba hidrostática.

Los defectos en las técnicas o procedimientos de soldadura pueden producir roturas en las mismas, ver figura 2-3. Las pequeñas grietas pueden ponerse de manifiesto normalmente y así resoldarlas. Los ensayos no destructivos, como las tintas penetrantes se usan para determinar si el final de una grieta se ha detectado durante el proceso de revisión.



Fuente: Revista Electrónica N°13 Universidad Rafael Landívar, Facultad de Ingeniería.

Figura 2-3. Zonas de uniones soldadas para la detección de grietas o roturas

Los defectos de soldadura considerados inaceptables son las grietas o roturas, zonas con fusión incompleta o falta de penetración de la soldadura y las incrustaciones de escorias de 1/4" (6,4 mm) con la máxima longitud de inclusión de escoria de 3/4" (19 mm) en chapas de espesor mayor de 2 1/4" (57 mm). La ASME edita cuadros de porosidad que detallan el número y tamaño de una porosidad permitida en una longitud determinada por espesor de soldadura. Las soldaduras pueden fallar o romperse por aplicación de tensiones repetitivas, especialmente allí donde puede existir una discontinuidad. La figura 2-3 ilustra las zonas típicas de soldaduras que deberían ser revisadas durante la inspección como posible inicio de rotura por fatiga. Las roturas por fragilidad en la zona afectada por el calor pueden iniciarse debido a la presencia de hidrogeno, grietas por recalentamiento, grietas por fatiga o falta de fusión en la raíz de la soldadura o en la fusión de la pared lateral contigua. El tratamiento térmico después de la soldadura generalmente mejorará la tenacidad y resistencia de la mayoría de aceros al carbono y ayuda en la prevención de las roturas por fragilidad en la zona afectada térmicamente de la soldadura.

2.2.4. Problemas del lado fuego

La corrosión externa o deterioro de las superficies de calderas en el lado de fuego puede ser un proceso continuado. Es una combinación química del metal, conocida como oxidación. Normalmente, esta acción no debería progresar apreciablemente en la vida de una caldera. Sin embargo, la mayoría de las superficies de calderas están recubiertas de hollín o cenizas en el lado del fuego. El azufre contenido en el hollín se combina con la humedad para formar ácido sulfuroso que es altamente corrosivo. Por ello una pequeña fuga puede provocar un serio defecto en unos pocos años, incluso aunque no haya humedad, la caldera puede "sudar" cuando este parada y la humedad en combinación con el hollín puede originar problemas. Las fugas continuas de cualquier origen no deben permitirse, sean ellas del goteo de una empaquetadura, junta de válvula, de tubería o de otras fuentes.

La erosión está unida muy de cerca con los efectos de la corrosión exterior, pero es puramente una acción mecánica, un desgaste de las superficies exteriores por abrasión. Las entradas finales de grietas a los tubos en una caldera de tubos de humos pueden gastarse y llegar a ser muy finas después de diez a veinte años a causa de la acción de las partículas de hollín al entrar en los tubos a elevada velocidad. Este efecto puede deberse también al hecho de que la corrosión interna es más rápida en las zonas en las que la elevada temperatura produce una mayor tasa de evaporación.

Cuando se producen grandes cantidades de cenizas en las calderas de carbón, las escorias y los problemas de ensuciamiento pueden manifestarse en el hogar y en la zona de convección de la caldera, especialmente si los sopladores de hollín no son operados suficientemente como para eliminar las cenizas. El ensuciamiento y cegado de los pasos de convección puede provocar que las cenizas volantes se vuelvan pegajosas, acelerándose así la acumulación de las escorias. El metal que hay bajo las escorias puede ser atacado por la presencia de humedad, llevando a un deterioro en la zona de llama.

La corrosión de la zona fría final ocurre con frecuencia sobre los tubos del economizador o en alguna caldera con baja temperatura de escape y superficie de transferencia térmica que suda. El término corrosión de punto de rocío también se utiliza. Ocurre sobre todo en calderas que queman combustible sólido y combustibles petrolíferos líquidos con algo de azufre en el combustible y también compuestos de vanadio y sodio. A medida que los gases de escape se enfrían por debajo de 325 °F (163 °C), puede tener lugar la condensación del agua en los gases de escape. El ácido sulfuroso, formado por la condensación y combinación del azufre del combustible con la humedad, también se produce alrededor de los 280 °F (138 °C). De ese modo, el ácido y la humedad atacan toda la superficie de transferencia térmica en el fondo trasero de la caldera. Esto incluye también a las calderas de recuperación de gases utilizadas en las plantas de ciclo combinado de turbina de gas.

Las centrales que queman residuos urbanos experimentan desgaste de los tubos debido a la elevada concentración de cloruros, metales alcalinos y metales pesados en el combustible que se quema. La mayoría de las plantas que queman desechos urbanos tienen que recurrir a la soldadura de materiales, como la aleación 625, para preservar del desgaste la superficie de los tubos. Esta aleación tiene un contenido elevado de níquel, que da mayor resistencia al ataque de los cloruros que el acero al carbono o los aceros inoxidable. Las instalaciones más modernas pueden utilizar también tubos de aleación 825 en el lado o cara exterior del tubo. Esta aleación contiene alrededor del 42 por ciento de níquel.

La corrosión por cenizas volantes se acelera por trabajar en la zona de temperaturas del punto de rocío y cuando la caldera está parada e inoperante. Esto ocurre en las calderas que queman combustibles fósiles. Las cenizas volantes pueden acumularse en el camino de los gases del calderín y esto actúa como una esponja que recoge humedad y ácido causando la corrosión de los tubos, especialmente durante los periodos de paro y corte de la caldera.

2.2.4.1. Minimizando la erosión por cenizas volantes

Las roturas de tubos debidas a la erosión por cenizas volantes representan la segunda gran causa de pérdida de disponibilidad en las plantas de combustibles fósiles. Las variables más importantes que afectan a la erosión por cenizas volantes son las partículas, su velocidad, ángulo de incidencia y calidad del carbón y de las cenizas volantes. El efecto de la velocidad de impacto es particularmente importante a causa de la tasa de pérdida por erosión, que normalmente es proporcional a la velocidad elevada a una potencia de 2 a 4. Así, un ligero aumento de la velocidad de los gases tiene un efecto sustancial.

Las medidas para remediarlo más corrientemente utilizadas consisten en medidas de tipo sacrificio. La soldadura de refuerzos y la colocación arbitraria de escudos están muy extendidas, con sustitución de tubos como solución final. Estas medidas no eliminan las causas de roturas y, de este modo, el resultado es la repetición de los fallos, un mantenimiento caro y finalmente una disminución de disponibilidad.

2.2.4.2. Control de los caudales elevados de gases

Otro método para controlar la erosión por cenizas volantes es la instalación de pantallas y baffles en las zonas de alta velocidad de flujo de gases para controlar la velocidad de impacto de los gases de combustión sobre los tubos.

La técnica desarrollada para la colocación adecuada de las pantallas y baffles se conoce como prueba de velocidad del aire frío. Esto implica la utilización de medidas detalladas y locales del caudal de aire en las calderas durante las paradas con los ventiladores a su caudal nominal. Una vez determinadas las zonas de caudal elevado, se diseñan e instalan las pantallas y los baffles. Su efectividad se prueba mediante otra prueba de velocidad de aire frío y después la unidad se devuelve a los servicios para pruebas prácticas y reales de control de velocidad de partículas para minimizar la erosión o cenizas volantes. Este método de minimizar la erosión de las cenizas volantes por control de la velocidad de partículas se desarrolló en las plantas de combustibles fósiles de Canadá.

2.2.4.3. Erosión por partículas sólidas

Cuando la incrustación por óxidos exfolia (desgasta en láminas finas) el interior de la caldera, el sobrecalentador, los tubos del recalentador y también el vapor que va por las tuberías, estas partículas sólidas son arrastradas por el vapor a elevada velocidad

hacia las turbinas de vapor, álabes y conductos cuando impactan como un chorro de arena sobre los componentes o piezas de la turbina.

Esta erosión o desgaste cambia eventualmente la forma de los álabes, toberas y asientos de válvulas, reduciendo la eficiencia del flujo del vapor a través de la turbina y causando también potencialmente un desgaste suficiente como para que las piezas puedan romperse dentro de la turbina, dando como resultado un daño severo en el interior de la máquina y originando reparaciones costosas. La exfoliación por óxido es normalmente el resultado de las variaciones de temperatura que impulsan a los tubos a dilatarse y contraerse, perdiendo así las incrustaciones.

La reducción de la erosión por partículas sólidas es posible mediante:

1. Evitar las variaciones demasiado frecuente de temperatura en una caldera (funcionamiento en carga base).
2. La limpieza química de tubos siempre que se noten incrustaciones u óxidos.
3. El recubrimiento de las superficies interiores de los tubos para evitar la formación de óxidos.
4. El aumento y mejora del control del tratamiento de agua para evitar la oxidación del metal.
5. El uso de sistemas bypass del condensador durante el arranque y parada de caldera, lo que rebaja o disminuye las oscilaciones de temperatura en sobrecalentadores y recalentadores, y así evitar la formación de incrustaciones debido al desconchado por el rápido cambio de temperatura.
6. El recubrimiento de los caminos críticos del vapor en las piezas de turbina con pinturas o revestimientos como el carburo de cromo para resistir el impacto de la incrustación que viene de los tubos de caldera.

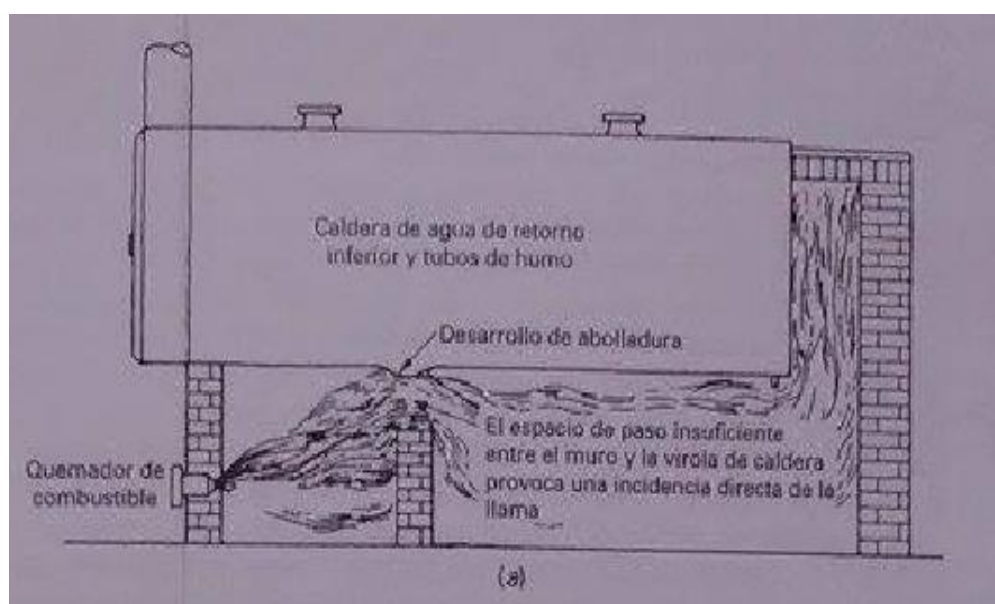
2.2.4.4. Impacto directo de la llama

El impacto directo de la llama es una fuente de daño a la caldera y a su refractario. Si la llama choca directamente sobre la chapa o virola de la caldera se producirá una excesiva evaporación de la superficie del agua que esta sobre ese punto de incidencia, ver figura 2-4. Las temperaturas elevadas pueden provocar daños a través de la formación de incrustaciones locales y corrosión, que de otro modo no aparecen, o las temperaturas pueden ser suficientemente elevadas para producir serios daños por sobrecalentamiento de la chapa.

La incidencia directa de la llama sobre los tubos de las calderas de tubos de agua puede producir bolsas de vapor. De este modo, la evaporación y la circulación

resultante hacia arriba en un tubo puede ser más rápida que la tasa de enfriamiento del agua que puede suministrarse desde la parte inferior de los tubos. Como resultado se producirán bolsas de vapor, un recalentamiento serio y una rotura de los tubos. Los tubos de agua son también susceptibles de sufrir las mismas consecuencias de la incidencia de la llama que aquellas que se citaron para los tubos de humos de las calderas pirotubulares.

Una reducción del espesor debida a la erosión por partículas de carbón ardiendo y por cenizas volantes dará como resultado una incidencia continua de la llama. El lamido de la llama sobre el refractario acorta su vida notablemente, debido a la erosión y sobrecalentamiento.



Fuente: Revista Electrónica N°13 Universidad Rafael Landívar, Facultad de Ingeniería.

Figura 2-4. Incidencia de la llama puede causar daños severos localizados por sobrecalentamiento

2.2.4.5. Problemas de combustión

Los procesos y los problemas de la combustión son múltiples e implican la combustión de diversos combustibles en hogares apropiados, de forma que se mantengan unas relaciones aire/combustible adecuadas y una buena ignición con una llama estable.

A veces, los hogares de combustibles líquidos fluctúan por mantener una pulsación hasta el extremo de que toda la caldera puede vibrar. Este efecto normalmente puede detectarse y se debe a una presión pulsatoria del combustible líquido, por ejemplo

resultado de la bomba alternativa de combustible. El uso de una cámara que haga de colchón de aire normalmente resuelve este problema.

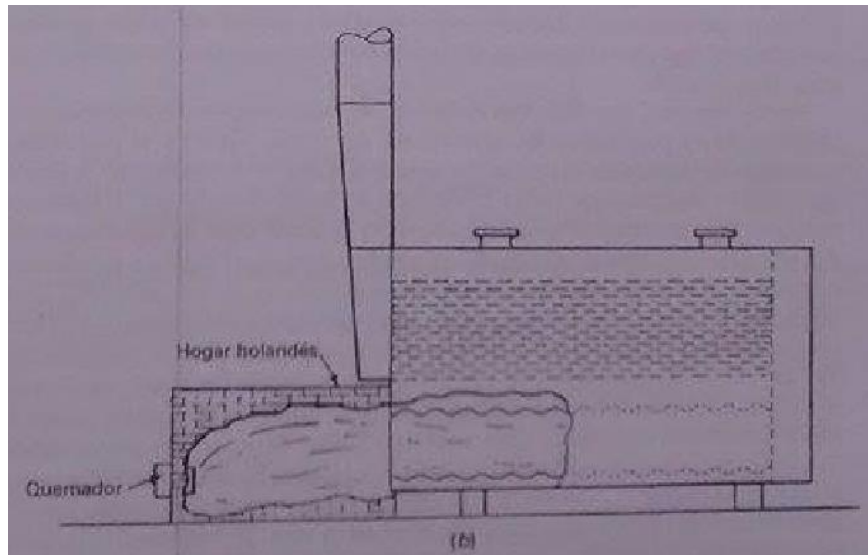
Los quemadores nunca deberían encenderse mediante el calor del refractario o por medio de la llama de otro quemador. Se utiliza la antorcha de encendido o llama piloto. Las explosiones en el hogar pueden resultar del desprecio de estas precauciones en el encendido.

La estabilidad de la ignición es importante para la combustión segura de los combustibles en suspensión. El carbón de bajo contenido en volátiles (gaseosos) es a veces inestable cuando se pulveriza y cuando se trabaja a cargas bajas. La inestabilidad del quemador de combustible líquido puede deberse normalmente al sistema de combustible líquido parcialmente obstruido o a una temperatura y viscosidad inadecuada del combustible.

Una de las causas más comunes de las explosiones del hogar es el fallo momentáneo de la ignición durante la marcha regular. Durante las pausas o paradas, el combustible inquemado entra en el hogar y los gases altamente combustibles destilados por el calor del hogar llenan la caldera. Estos gases pueden penetrar por las rendijas del refractario en zonas al rojo del mismo, y el resultado es un soplido del hogar o caldera (rebufo). Las explosiones del hogar pueden estar producidas por acumulación de combustible inquemado que puede sufrir una ignición espontánea. Estas explosiones pueden causar serios daños.

Los sistemas modernos de seguridad de llama y combustión, adecuadamente instalados, ayudan a eliminar muchas, si no todas, las explosiones del hogar con resultado de una combustión defectuosa.

El volumen de combustión inherentemente limitado de las calderas de hogar interior y los requerimientos de los combustibles, como por ejemplo, residuos de madera, a veces exigen un volumen adicional de la cámara de combustión. Esto se produce a menudo con el llamado hogar holandés, que es realmente un hogar exterior principal que deja al hogar de la caldera como una cámara de combustión secundaria, ver figura 2-5.



Fuente: Revista Electrónica N°13 Universidad Rafael Landívar, Facultad de Ingeniería.

Figura 2-5. El hogar holandés (incrementa el tiempo de combustión)

El aire de combustión para las calderas pequeñas necesita una atención especial. Para asegurar un tiro o depresión para la entrada de aire a una caldera compacta instalada en una sala de calderas cerrada, se deben realizar entradas de aire exterior con una superficie media de 2 ft² (0,18 m²) por cada 100 HP de caldera (64.000 kcal/hora). La respuesta no puede ser la abertura de las ventanas porque en invierno se mantienen cerradas. De esa manera, a la caldera le falta aire.

Por cada HP de caldera (641,2 kcal/hora) se necesitan alrededor de 10 ft³ de aire/min (0,27 m³/min).

Algunas precauciones a observar en la operación y mantenimiento de un sistema automático de quemador son las siguientes:

1. Cerrar siempre todas las válvulas manuales de combustible antes de trabajar sobre un quemador, desconectar la alimentación eléctrica a las válvulas automáticas de combustible o hacer las dos cosas.
2. No permanecer nunca frente a un quemador o caldera durante el arranque.
3. No manipular nunca manualmente ni pulsar relés a no ser siguiendo las instrucciones del fabricante.
4. No bloquear nunca permanentemente los relés eléctricos con cinta aislante, pegamentos u otros elementos.
5. No cambiar nunca la temporización del dispositivo de control y seguridad de llama. Si el sistema está bloqueado, se debe corregir la causa y no el síntoma.
6. No instalar nunca hilos de bypass en ningún dispositivo electrónico de seguridad.

7. Antes de arrancar o poner en marcha un quemador, se debe inspeccionar visualmente cada cámara de combustión para asegurarse de que no hay acumulación de combustibles.

8. Mirar y comprobar cada enclavamiento del sistema como seguridad de funcionamiento hasta que sea comprobado de otro modo por el personal competente.

2.2.5. Problemas de tuberías

Las evaluaciones sobre tuberías constituyen una parte importante del diseño y mantenimiento de una planta. Muchas plantas industriales reemplazan calderas después de unos veinte años por otras nuevas diseñadas y operadas a mayores presiones. A menudo las calderas originales trabajan por debajo de 125 psi (8,8 kg/cm²) y la mayoría de las conexiones de tuberías y juntas de válvulas a través de la fábrica eran de fundición normal de 125 libras (56 kilos). Al instalar nuevas calderas para mayores presiones, se deberá tener cuidado de reemplazar todos los acoplamientos, válvulas y accesorios de baja presión por otros diseñados para las nuevas presiones de trabajo. Siempre que se arranca con un nuevo sistema, no solo deben probarse las calderas, sino que debe comprobarse todo el sistema. Cada trozo de tubería tiene materias extrañas depositadas en su interior. A no ser que se limpien adecuadamente por personal familiarizado con las calderas y limpieza de tuberías, de forma que se eviten tensiones y esfuerzos indebidos a las tuberías, puede haber problemas. Los codos, curvas y otras zonas de remanso de la tubería son puntos de depósito peligrosos y deben limpiarse cuidadosamente.

Las roturas y fallos en las tuberías de alta presión son un punto de preocupación a causa de las roturas inesperadas de tubos calientes y recalentadores en numerosas instalaciones generadoras de vapor durante los últimos años. Los fallos ocurrieron en tramos largos soldados que tenían más de 20 años de vida, siendo el tipo de material acero al cromo-molibdeno. Se están utilizando programas de inspección periódica para detección de grietas, reducción de espesores, tensiones anormales y métodos de evaluación de tuberías de vapor similares para estimar si una tubería de vapor puede seguir dando servicio y ver si son necesarias reparaciones durante las paradas. Muchas instalaciones están reemplazando las tuberías con tubos de moderno acero estirado sin soldaduras para evitar fallos desastrosos semejantes, tales como las explosiones de las tuberías.

Se están utilizando programas de predicción de rotura mecánica y de expectativa de vida para monitorizar la futura vida de antiguas tuberías de vapor.

Cada fallo de la tubería soldada de las centrales generadoras han dado lugar a extensos estudios de soldaduras que han fallado, con diferentes explicaciones dadas para

estas roturas como por ejemplo tensiones o grietas, inicio de la rotura en el pie de la soldadura, porosidad en zonas afectadas por el calor como inicio de rotura, intrusiones no metálicas y criterios similares como inicio de roturas de la soldadura. Las pruebas ultrasónicas con alto grado de sensibilidad son el principal método de inspección utilizado para detectar este tipo de rotura de tubería.

2.2.5.1. Tamaño de tubería y soportes

El diámetro de tubería debería ser el adecuado para unas velocidades de flujo conservadas y para evitar que resulte una pérdida excesiva de presión por rozamiento. La máxima velocidad recomendada para el flujo de vapor es de 5.000 pies/min (1500 m/min) para servicio de calefacción (hasta 15 psi = 1 kg/cm²); 10.000 pies/min (3.000 m/min) para vapor saturado a alta presión y 14.000 pies/min (4.200 m/min) para vapor recalentado a alta presión.

A continuación se muestra un ejemplo de cómo seleccionar el tamaño correcto de tubería.

Puede utilizarse la siguiente fórmula:

$$D = 12 \left(\sqrt{\frac{C}{0,7854 F}} \right)$$

Donde: C = Caudal de vapor, pies/min

D = Diámetro requerido de tubo, pulgadas

F = Velocidad admisible de flujo del vapor, pies/min

Para seleccionar una tubería apropiada para 12.000 lb/h (5.448 kg/h) de vapor saturado a 300 psi (21 kg/cm²), primero se debe hallar la densidad para esa presión, a partir de las tablas de vapor. Para una presión de 300 psi, es 0,67 lb/ft³. Por tanto:

$$\frac{12.000}{0,67} = 17.910 \frac{\text{pies}^3}{\text{hora}} \text{ ó } 298 \frac{\text{pies}^3}{\text{min}}$$

Sustituyendo en la formula anterior, se tiene:

$$D = 12 \left(\sqrt{\frac{298}{0,7854 \times 10.000}} \right) = 2,3" \text{ (60 mm) de diámetro}$$

Sería conveniente ir al diámetro siguiente mayor de tubería, y así el tubo de 2,5" debería ser el utilizado en este caso.

La densidad del vapor aumenta con la presión, así el volumen para un peso dado de vapor es menor a presiones más altas y deben instalarse diámetros de tubo menores.

Los soportes de tubería deberían diseñarse para soportar el peso del tubo lleno de agua. Deberían situarse sobre resortes para servicio pesado para suministrar una fijación adecuada durante el movimiento vertical de la tubería como resultado de la dilatación. Los soportes de tipo colgante deberían ser ajustables por medio de tuerca roscada en la parte superior del redondo o cable de anclaje, de modo que se pueda hacer una compensación para el ajuste del soporte a la estructura.

La dilatación de una tubería anclada en cada extremo puede producir tensiones severas. Es buena práctica proveer una junta de dilatación, por tubo corrugado comprimible o un bucle tipo omega, para permitir libremente la dilatación de la tubería de vapor. La longitud de dilatación puede calcularse por:

$$(t_1 - t_2) \times L \times 0,0000065 = \text{dilatación, pulgadas ó cm}$$

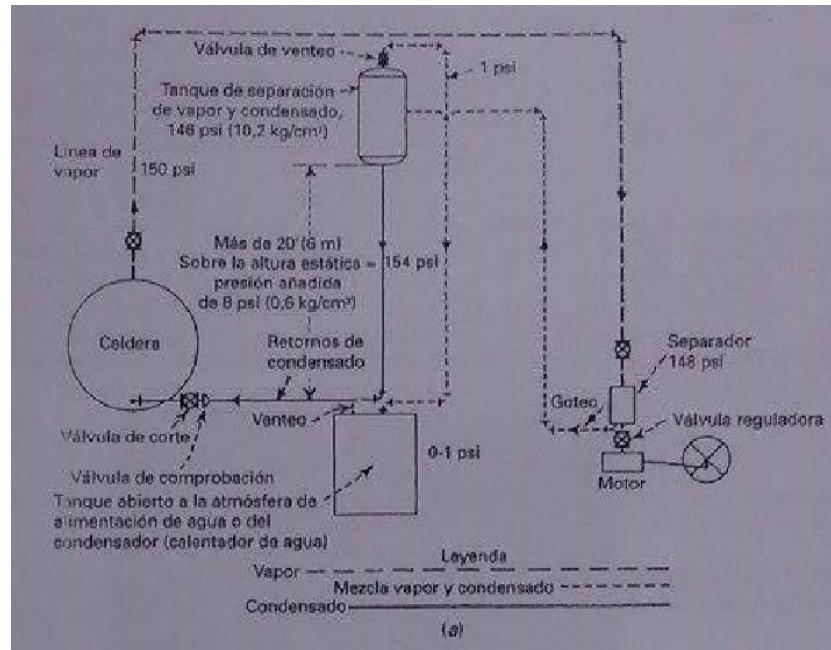
Donde: t_1 = Temperatura del vapor.

t_2 = Temperatura del lugar.

L = Longitud de la sección de la tubería, pulgadas.

Un bucle de tipo Holly es una disposición de tubería utilizada para retornar el condensado de los purgadores de vapor a la caldera, ver figura 2-6.

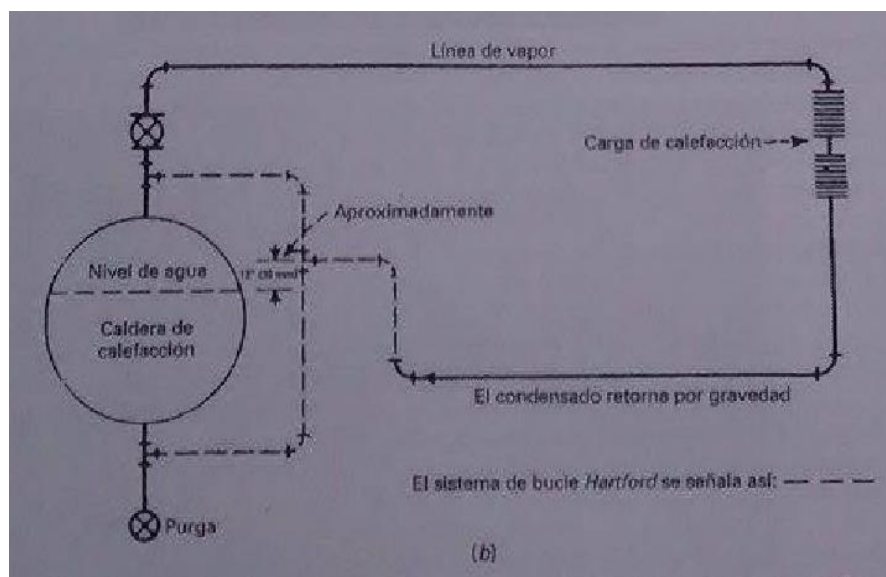
En operación, se establece un caudal de la mezcla de condensado y vapor del separador de vapor al tanque de recogida, al producirse una ligera caída de presión hacia el tanque de recogida. Esto se cumple teniendo la válvula de venteo ligeramente abierta en una pequeña línea que va desde la parte superior del depósito hasta el calentador o condensador. El tanque de recogida se sitúa con una altura suficiente para dar la presión estática necesaria de modo que el condensado retorne por la presión de caldera por gravedad.



Fuente: Revista Electrónica N°13 Universidad Rafael Landívar, Facultad de Ingeniería.

Figura 2-6. Bucle Holly retorna condensado a la caldera desde los separadores de vapor

El uso del bucle de tipo Hartford se reserva normalmente para calderas de calefacción y elimina la necesidad de una válvula de comprobación para evitar que el condensado retorne hacia atrás por la línea de retorno en el caso de que la válvula de vapor esté cerrada, ver figura 2-7.



Fuente: Revista Electrónica N°13 Universidad Rafael Landívar, Facultad de Ingeniería.

Figura 2-7. El bucle Hartford se usa para retornar condensado en un sistema de retorno por gravedad

2.2.6. Problema de válvula de seguridad

El cuidado de la válvula de seguridad en el esquema de operación debería incluir pruebas frecuentes y periódicas de las mismas. En calderas de presiones moderadas, la válvula debería elevarse mediante palanca al menos una vez por semana de trabajo y la presión debería elevarse hasta el punto de despegue para probarla al menos una vez por año de trabajo. Si la válvula de seguridad no sopla a la presión ajustada, la palanca debe probarse a esta presión, para que la espiga pueda despegarse ligeramente de su asiento. Si la válvula no se libera o no sopla en su asiento en cinco pruebas sucesivas, la caldera debería desconectarse y la válvula de seguridad someterse a una revisión general.

Debido a la acción de corte del vapor de alta presión, las pruebas comerciales de válvulas de seguridad ajustadas a más de 500 psi (35 kg/cm²) no son aconsejables. El fabricante y la autoridad legal de la zona deberían ser consultados sobre este extremo, pero a menudo es prudente permitir que pase más de un mes entre pruebas, excepto para las válvulas de seguridad de sobrecalentador.

Si la válvula de seguridad sopla a menor presión que la normal, según el manómetro, debería comprobarse este. Si el manómetro está correcto, debería probarse la tubería del mismo y soplarla para estar seguro de que está limpia y libre. Si entonces la válvula de seguridad sopla a una presión muy baja, debería ajustarse por un técnico competente, teniendo gran cuidado de que deja espacio suficiente para el resorte cuando la válvula está totalmente abierta. Es mejor comprobar siempre la presión de la caldera en dos puntos distintos de la misma para eliminar la posibilidad de una incorrecta indicación de presión. Cualquier desviación considerable del normal funcionamiento de las válvulas de seguridad debería recibir atención inmediata.

CAPÍTULO 3: PLAN DE MANTENIMIENTO

3. PLAN DE MANTENIMIENTO

3.1. PRESENTACIÓN DEL TEMA

¿Por qué se debe gestionar la función mantenimiento? ¿No es más fácil y más barato acudir a reparar un equipo cuando se averíe y olvidarse de los planes de mantenimiento, estudio de fallas, sistemas de organización, que incrementan notablemente la mano de obra indirecta? A continuación se verá por qué es necesario gestionar el mantenimiento:

A. Porque la competencia obliga a rebajar costos. Por tanto, se necesita optimizar el consumo de materiales y el empleo de mano de obra. Para ello es imprescindible estudiar el modelo de organización que mejor se adapta a las características de cada planta; es necesario también analizar la influencia que tiene cada uno de los equipos en los resultados de la empresa, de manera que se dedique la mayor parte de los recursos a aquellos equipos que tienen una influencia mayor; se necesita, igualmente, estudiar el consumo y el stock de materiales que se emplean en mantenimiento; además se necesita aumentar la disponibilidad de los equipos, no hasta el máximo posible, sino hasta el punto en que la indisponibilidad no interfiera en el plan de producción.

B. Porque han aparecido multitud de técnicas que es necesario analizar, para estudiar si su implementación supondría una mejora en los resultados de la empresa, y para estudiar también como desarrollarlas, en el caso de que pudieran ser de aplicación. Algunas de estas técnicas son: TPM (Total Productive Maintenance, Mantenimiento Productivo Total), RCM (Reliability Centered Maintenance, Mantenimiento Centrado en Fiabilidad), Sistemas GMAO (Gestión de Mantenimiento Asistido por Ordenador), diversas técnicas de Mantenimiento Predictivo (análisis vibracional, termografías, detección de fugas por ultrasonidos, etc.).

C. Porque los departamentos necesitan estrategias, directrices a aplicar, que sean acordes con los objetivos planteados por la dirección.

D. Porque la calidad, la seguridad y las interrelaciones con el medio ambiente son aspectos que han tomado una extraordinaria importancia en la gestión industrial. Se necesita gestionar estos aspectos para incluirlos en las formas de trabajo de los departamentos de mantenimiento.

Por todas estas razones es necesario definir políticas, formas de actuación, definir objetivos y valorar su cumplimiento, e identificar oportunidades de mejora. En definitiva, es necesario gestionar el mantenimiento.

En este capítulo se pretende indicar como abordar la realización de un plan de mantenimiento, como determinar las tareas de mantenimiento a aplicar y su frecuencia. Mediante el ejemplo de un plan aplicable a los tipos de calderas definidos anteriormente.

3.2. TIPOS DE MANTENIMIENTO

Tradicionalmente se han distinguido 5 tipos de mantenimiento, que se diferencian entre sí por el carácter de las tareas que incluyen:

- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento predictivo.
- Mantenimiento hard time o cero horas.
- Mantenimiento en uso.

3.2.1. Mantenimiento correctivo

Es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos y que son comunicados al departamento de mantenimiento por los usuarios de los mismos.

3.2.2. Mantenimiento preventivo

Es el mantenimiento que tiene por misión mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando las correcciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno.

3.2.3. Mantenimiento predictivo

Es el que persigue conocer e informar permanentemente del estado y operatividad de las instalaciones mediante el conocimiento de los valores de determinadas variables, representativas de tal estado y operatividad. Para aplicar este mantenimiento es necesario identificar variables físicas (temperatura, vibración,

consumo de energía, etc.) cuya variación sea indicativa de problemas que puedan estar apareciendo en el equipo. Es el tipo de mantenimiento más tecnológico, pues requiere de medios técnicos avanzados y de fuertes conocimientos matemáticos, físicos y técnicos.

3.2.4. Mantenimiento cero horas

Es el conjunto de tareas cuyo objetivo es revisar los equipos a intervalos programados bien antes de que aparezca ningún fallo, bien cuando la fiabilidad del equipo ha disminuido apreciablemente, de manera que resulta arriesgado hacer previsiones sobre su capacidad productiva. Dicha revisión consiste en dejar el equipo a cero horas de funcionamiento, es decir, como si el equipo fuera nuevo. En estas revisiones se sustituyen o se reparan todos los elementos sometidos a desgaste. Se pretende asegurar, con gran probabilidad, un tiempo de buen funcionamiento fijado de antemano.

3.2.5. Mantenimiento en uso

Es el mantenimiento básico de un equipo realizado por los usuarios del mismo. Consiste en una serie de tareas elementales (tomas de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación, reapriete de tornillos) para las que no es necesario una gran formación, sino tan solo un entrenamiento breve. Este tipo de mantenimiento es la base del TPM (Total Productive Maintenance, Mantenimiento Productivo Total).

3.3. MODELOS DE MANTENIMIENTO POSIBLES

Cada uno de los modelos que se exponen a continuación incluyen varios de los tipos anteriores de mantenimiento, en la proporción que se indica. Además, todos ellos incluyen dos actividades: inspecciones visuales y lubricación. Esto es así porque está demostrado que la realización de estas dos tareas en cualquier equipo es rentable. Incluso en el modelo más sencillo (Modelo Correctivo), en el que prácticamente abandonamos al equipo a su suerte y no nos ocupamos de él hasta que se produce una avería. Las inspecciones visuales prácticamente no cuestan dinero. Esta inspección permitirá detectar averías de manera precoz y su resolución generalmente será más barata cuanto antes detectemos el problema. La lubricación siempre es rentable. Aunque si representa un costo (lubricante y la mano de obra que se utiliza en aplicarlo), en

general es tan bajo que está sobradamente justificado, ya que una avería por una falta de lubricación implicará siempre un gasto mayor que la aplicación del lubricante correspondiente.

Hecha esta puntualización, se puede definir los diversos modelos de mantenimiento posibles.

3.3.1. Modelo correctivo

Este modelo es el más básico e incluye además de las inspecciones visuales y lubricación mencionadas anteriormente, la reparación de averías que surjan. Es aplicable a equipos con el más bajo nivel de criticidad, cuyas averías no suponen ningún problema, ni económico ni técnico. En este tipo de equipos no es rentable dedicar mayores recursos ni esfuerzos. Este modelo de mantenimiento incluye las siguientes actividades:

- Inspecciones visuales.
- Lubricación.
- Reparación de averías.

3.3.2. Modelo condicional

Incluye las actividades del modelo anterior y además la realización de una serie de pruebas o ensayos que condicionarán una actuación posterior. Si tras las pruebas descubrimos una anomalía, se programará una intervención; si por el contrario, todo es correcto, no actuaremos sobre el equipo.

Este modelo de mantenimiento es válido en aquellos equipos de poco uso, o equipos que a pesar de ser importantes en el sistema productivo su probabilidad de fallo es baja. Este modelo de mantenimiento incluye las siguientes actividades:

- Inspecciones visuales.
- Lubricación.
- Mantenimiento condicional.
- Reparación de averías.

3.3.3. Modelo sistemático

Este modelo incluye un conjunto de tareas que se realizarán sin importar cuál es la condición del equipo, se realizarán además algunas mediciones y pruebas para decidir

si se realizan otras tareas de mayor envergadura y por último se resolverán las averías que surjan. Es un modelo de gran aplicación en equipos de disponibilidad media, de cierta importancia en el sistema productivo y cuyas averías causan algunos trastornos. Es importante señalar que un equipo sujeto a un modelo de mantenimiento sistemático no tiene por qué tener todas sus tareas con una periodicidad fija. Simplemente, un equipo con este modelo de mantenimiento puede tener tareas sistemáticas, que se realicen sin importar el tiempo que lleva funcionando o el estado de los elementos sobre los que trabaja. Es la principal diferencia con los dos modelos anteriores, en los que realizar una tarea debe presentarse algún síntoma de fallo. Este modelo de mantenimiento incluye las siguientes actividades:

- Inspecciones visuales.
- Lubricación.
- Mantenimiento Preventivo Sistemático.
- Mantenimiento Condicional.
- Reparación de averías.

3.3.4. Modelo de alta disponibilidad

Es el modelo más exigente y exhaustivo de todos. Se aplica en aquellos equipos que bajo ningún concepto pueden sufrir una avería o un mal funcionamiento. Son equipos a los que se les exige niveles de disponibilidad altísimos, por encima del 90%. La razón de un nivel tan alto de disponibilidad es, en general, el alto costo en producción que tiene una avería. Con una exigencia tan alta no hay tiempo para el mantenimiento que requiera parada del equipo (correctivo, preventivo sistemático). Para mantener estos equipos es necesario emplear técnicas de mantenimiento predictivo, que nos permitan conocer el estado del equipo con él en marcha y a paradas programadas, que supondrán una revisión general completa, con una frecuencia generalmente anual o superior. Es esta revisión se sustituyen, en general todas aquellas piezas sometidas a desgaste o con probabilidad de fallo a lo largo del año (piezas con una vida inferior a dos años). Estas revisiones se preparan con gran antelación y no tiene por qué ser exactamente iguales año tras año. En este modelo no se incluye el mantenimiento correctivo, el objetivo que se busca en este equipo es cero averías, en general no hay tiempo para subsanar convenientemente las incidencias que ocurren, siendo conveniente en muchos casos realizar reparaciones rápidas provisionales que permitan mantener el equipo en marcha hasta la próxima revisión general. Por lo tanto, la puesta a cero anual debe incluir la resolución de todas aquellas reparaciones provisionales que hayan tenido que efectuarse

a lo largo del año. Algunos ejemplos de este modelo de mantenimiento pueden ser los siguientes: turbinas de producción de energía eléctrica, equipos rotativos que trabajan de forma continua, hornos de elevada temperatura, en los que una intervención supone enfriar y volver a calentar el horno, con el consiguiente gasto energético y con las pérdidas de producción que trae asociado. Este modelo de mantenimiento incluye las siguientes actividades:

- Inspecciones visuales.
- Lubricación.
- Reparación de averías.
- Mantenimiento Condicional.
- Mantenimiento Sistemático.
- Puesta a cero periódica, en fecha determinada (parada).

3.4. **ANÁLISIS DE CRITICIDAD**

No todos los equipos tienen la misma importancia en una planta industrial. Es un hecho que unos equipos son más importantes que otros. Como los recursos de una empresa para mantener una planta son limitados, debemos destinar la mayor parte de los recursos a los equipos más importantes, dejando una pequeña porción del reparto a los equipos que menos pueden influir en los resultados de la empresa.

Pero ¿cómo diferenciamos los equipos que tienen una gran influencia en los resultados de los que no la tienen? Cuando tratamos de hacer esta diferenciación, estamos realizando el Análisis de Criticidad de los equipos de la planta.

Se comenzará distinguiendo una serie de niveles de importancia o criticidad:

a) Equipos críticos. Son aquellos equipos cuya parada o mal funcionamiento afecta significativamente a los resultados de la empresa.

b) Equipos importantes. Son aquellos equipos cuya parada, avería o mal funcionamiento afecta a la empresa, pero las consecuencias son asumibles.

c) Equipos prescindibles. Son aquellos con una incidencia escasa en los resultados. Como mucho, supondrán una pequeña incomodidad, algún pequeño cambio de escasa trascendencia o un pequeño costo adicional.

Opcionalmente algunas empresas prefieren incluir una categoría más: los equipos altamente críticos. Se pretende con la introducción de esta nueva categoría distinguir entre dos tipos de equipos críticos distintos: equipos más críticos y equipos menos críticos.

Es importante ver en segundo lugar qué criterios se pueden utilizar para clasificar cada uno de los equipos en alguna de las categorías anteriores. Se debe considerar la influencia que una anomalía tiene en cuatro aspectos: producción, calidad, mantenimiento y seguridad.

- **Producción.** Cuando se valora la influencia que un equipo tiene en producción, es necesario preguntarse cómo afecta a ésta un posible fallo. Dependiendo de que suponga una parada total de la instalación, una parada de una zona de producción preferente, paralice equipos productivos pero con pérdidas de producción asumible o no tenga influencia en producción, se clasificará el equipo como A, B o C.

- **Calidad.** El equipo puede tener una influencia decisiva en la calidad del producto o servicio final, una influencia relativa que no acostumbre a ser problemática o una influencia nula.

- **Mantenimiento.** El equipo puede ser muy problemático, con averías caras y frecuentes; o bien un equipo con un costo medio en mantenimiento o por ultimo un equipo con muy bajo costo que normalmente no dé problemas.

- **Seguridad y medio ambiente.** Un fallo del equipo puede suponer un accidente muy grave, bien para el medio o para las personas y que además tenga cierta probabilidad de fallo, es posible también que un fallo del equipo pueda ocasionar un accidente, pero la probabilidad de que eso ocurra puede ser baja o por ultimo puede ser un equipo que no tenga ninguna influencia en seguridad.

La tabla propuesta a continuación pretende valorar la criticidad de un equipo:

Tabla 3-1. Análisis de criticidad de un equipo

ANÁLISIS DE CRITICIDAD				
Tipo de equipo	Seguridad y medio ambiente	Producción	Calidad	Mantenimiento
A) CRÍTICO	Puede originar un accidente muy grave.	Su parada afecta al plan de producción y/o a clientes.	Es clave para la calidad del producto.	Alto costo de reparación en caso de avería.
	Necesita revisiones periódicas frecuentes (mensuales).			Averías muy frecuentes
	Ha producido accidentes en el pasado.		Es el causante de un alto porcentaje de rechazos.	Consume una parte importante de los recursos de mantenimiento.
B) IMPORTANTE	Necesita revisiones periódicas (anuales).	Afecta a la producción, pero es recuperable (no llega a afectar a clientes o al Plan de producción).	Afecta a la calidad, pero habitualmente no es problemático.	Costo Medio en Mantenimiento.
	Puede ocasionar un accidente grave, pero las posibilidades son remotas.			
C) PRESCINDIBLE	Poca influencia en seguridad.	Poca influencia en producción.	No afecta a la calidad.	Bajo costo de Mantenimiento.

Fuente: Elaboración propia, basada en información de organización y gestión de mantenimiento

Para entender la tabla se podría imaginar la siguiente situación. Al valorar un equipo, ha resultado ser Crítico por mantenimiento, Prescindible por calidad y por seguridad e Importante por producción. ¿Cómo se debiera considerar el equipo?, la categoría que se debe dar a un equipo debe corresponder a la más alta que haya obtenido al valorar los 4 aspectos. En el caso descrito, el equipo resultaría Crítico.

3.5. PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM

Se ha elaborado la lista de equipos, se han clasificado, y se ha analizado el método de mantenimiento que mejor se ajusta a cada equipo. Ahora se pretende definir el plan de mantenimiento a aplicar en la planta.

El plan de mantenimiento es un documento que contiene el conjunto de tareas de mantenimiento programado que se deben realizar en una planta para asegurar los niveles de disponibilidad que se hayan establecido. Es un documento vivo, ya que sufre de continuas modificaciones, fruto del análisis de las incidencias que se van produciendo en la planta y del análisis de los diversos indicadores de gestión.

La elaboración del plan de mantenimiento atraviesa una serie de fases. Las son las que se han visto: descomposición de la planta en áreas, elaboración de la lista de equipos, descomposición de cada uno de ellos en sistemas y elementos, codificación, y asignación del modelo de mantenimiento que mejor se adapta a las características del equipo y su función en el sistema productivo de la planta. Una vez este trabajo se ha finalizado, se está en disposición de comenzar a elaborar la lista de tareas que incluirá el plan de mantenimiento.

La metodología que se propone en este trabajo para la elaboración del plan de mantenimiento está basada en RCM, Reliability Centred Maintenance, Mantenimiento Basado en Fiabilidad. Es una técnica más dentro de las posibilidades para poder elaborar un plan de mantenimiento, que presenta algunas ventajas importantes sobre otras técnicas. Inicialmente desarrollada para el sector de la aviación, donde los altos costos derivados de la sustitución sistemática de piezas amenazaba la rentabilidad de las compañías aéreas, fue trasladada posteriormente al campo industrial, después de comprobarse los excelentes resultados que había dado en el campo aeronáutico.

El análisis según la metodología de RCM aporta una serie de resultados:

- Mejora en la comprensión del funcionamiento de los equipos.
- Estudio de las posibilidades de fallo de un equipo y el desarrollo de los mecanismos que tratan de evitarlas, ya sean producidas por causas intrínsecas al propio equipo o por actos personales.
- Elaboración de planes que permiten garantizar la operación de los equipos dentro de los parámetros marcados. Estos planes engloban:
 - a) Planes de mantenimiento.
 - b) Procedimientos operativos, tanto de producción como de mantenimiento.
 - c) Modificaciones o mejoras posibles.

- d) Determinación del stock de repuesto que es deseable que permanezca en la planta.

La técnica propuesta presenta algunas diferencias, no muy grandes, con el RCM industrial, siempre tendiendo a simplificarla y hacerla más fácilmente comprensible y aplicable.

Tras analizar la criticidad de los equipos de la planta y el modelo de mantenimiento que mejor se adapta a las características de cada equipo, las siguientes fases son éstas:

- 1) Determinación de los fallos funcionales y técnicos de los sistemas que componen cada uno de los equipos.
- 2) Determinación de los modos de fallo, tanto funcionales como técnicos.
- 3) Estudio de las consecuencias de un fallo: clasificación de fallos en fallos a evitar y fallos a amortiguar.
- 4) Determinación de medidas preventivas que eviten o amortigüen los efectos de los fallos.
- 5) Selección de las tareas de mantenimiento que se ajustan al modelo de mantenimiento determinado para cada sistema.
- 6) Determinación de las frecuencias óptimas para cada tarea.
- 7) Agrupación de las tareas en rutas y gamas de mantenimiento, y elaboración del plan inicial de mantenimiento.
- 8) Puesta en marcha de las rutas y gamas, y correcciones al plan inicial.
- 9) Redacción de procedimientos de realización de las rutas y gamas.

Hay que recordar que un buen plan de mantenimiento por sí solo no reduce a cero las averías. Un buen mantenimiento comienza en el momento del diseño del equipo y, desde luego, en la decisión de compra. Un equipo o una instalación mal diseñada, por muy bien atendida que este, siempre tendrá más posibilidad de sufrir fallos que una instalación con un diseño robusto. En segundo lugar, un buen mantenimiento continúa con un buen uso del equipo. El cumplimiento de las especificaciones (las condiciones medioambientales, la calidad de los suministros de electricidad, agua de refrigeración, etc.) y un uso cuidadoso por parte del personal encargado de utilizarlos reducen enormemente el número de incidencias. El plan de mantenimiento no es más que el tercer eslabón en la cadena que conduce a una alta disponibilidad al mínimo costo.

El plan de mantenimiento debe ser, entre otras cosas, realizable. Si se elabora una lista de tareas enorme y exhaustiva, se agrupan de forma poco práctica, o intenta documentar cada aspecto relacionado con su realización, por pequeño que sea, se

conseguirá un plan de mantenimiento que será más teórico que práctico, y que probablemente no se lleve a cabo. Hay una regla de oro para la realización de planes de mantenimiento; da mejores resultados un plan de mantenimiento incompleto que se lleve a la práctica que un plan de mantenimiento exhaustivo y perfecto que no se realiza.

3.5.1. Determinación de fallos funcionales y fallos técnicos

Se Define como fallo funcional aquel fallo que impide al equipo o al sistema analizado cumplir su función. Así si se analiza el sistema de lubricación de un compresor, el fallo funcional podría ser: *el sistema no lubrica*.

Para determinar un fallo funcional, no se tiene más que determinar la función que cumple y definir el fallo como la antifunción, como el no cumplimiento de su función. Otros ejemplos: el fallo funcional de una bomba será que no bombea; el fallo funcional de un sistema de refrigeración será que no consigue enfriar.

Un fallo técnico es aquel que, no impidiendo al equipo que cumpla su función, supone un funcionamiento anormal de este. Así, volviendo a los ejemplos anteriores, fallos técnicos de un sistema de lubricación podrían ser:

- 1) Fuga de aceite.
- 2) Temperatura de aceite muy alta.
- 3) Presencia de agua en el aceite.

Estos fallos, aunque de una importancia menor que los fallos funcionales, suponen funcionamientos anormales que pueden suponer una degradación acelerada del equipo y acabar convirtiéndose en fallos funcionales.

Las fuentes de información para determinar los fallos y los modos de fallo que puede presentar un equipo son diversos. Entre las principales se puede citar las siguientes:

3.5.1.1. Histórico de averías

El histórico de averías es una fuente de información valiosísima a la hora de realizar un plan realmente efectivo. El estudio del comportamiento de una instalación, equipo, sistema o elemento a través de los documentos en los que se registran las averías e incidencias que pueda haber sufrido en el pasado aporta una información esencial para la identificación de fallos.

En muchos casos, por desgracia la mayoría, no existe un archivo histórico de averías, un archivo en el que se hayan registrado de forma sistemática cada una de las averías que haya tenido el equipo en un periodo determinado. Pero con algo de imaginación, siempre es posible buscar una fuente que permita estudiar el historial del equipo:

a) Estudio de los partes de trabajo, de averías, etc. Agrupando los partes de trabajo por equipos es posible deducir las incidencias que han afectado a la maquina en un periodo determinado.

b) Facturas de repuesto. Es laborioso, pero en caso de necesitarse, puede recurrirse al departamento de contabilidad para que facilite las facturas del material consumido en mantenimiento en un periodo determinado (preferentemente largo, 5 años, por ejemplo). De esta información es posible deducir las incidencias que han podido afectar al equipo que se estudia.

c) Diarios de incidencias. El personal a turnos utiliza en ocasiones diarios en los que refleja las incidencias sufridas como medio para comunicárselos al turno siguiente. Del estudio de estos diarios también es posible obtener información sobre averías e incidencias en los equipos.

3.5.1.2. Personal de mantenimiento

Siempre es conveniente conversar con cada uno de los miembros que componen la plantilla para que den su opinión sobre los incidentes más habituales y las formas de evitarlos. Esta consulta ayudará, además, a que el personal de mantenimiento, que después será el que lleve a cabo el plan, se implique. Es conveniente tener en cuenta que la falta de implicación del personal de mantenimiento en la elaboración del plan será una dificultad para su puesta en marcha.

3.5.1.3. Personal de producción

Igual que en el apartado anterior, la consulta al personal de producción ayudará a identificar los fallos que más incomodan al personal de producción. Como el personal de producción puede ser muy numeroso, es conveniente limitar la consulta a los responsables directos, a los mandos intermedios de producción, pues suelen conocer perfectamente los problemas más habituales.

3.5.1.4. Documentación del equipo

La documentación del equipo suele contener un apartado en el que se detallan los fallos más habituales y su forma de proceder.

3.5.2. Clasificación de los fallos

Será muy importante estudiar las consecuencias que tiene cada uno de los fallos que se han determinado. Según esas consecuencias, decidiremos si el fallo debe ser evitado (cuando las condiciones del fallo sean inadmisibles) o tan solo deben buscarse forma de amortiguar sus efectos, de manera que éstos, en caso de producirse, sean mínimos. Por tanto existen dos categorías posibles:

- Fallos a evitar.
- Fallos a amortiguar.

Evitar un fallo es mucho más costoso, en general, que amortiguar o minimizar sus efectos por lo que la primera calificación debe reservarse únicamente a aquellos fallos cuyas consecuencias derivan en un muy alto costo.

En general, podemos decir que los fallos funcionales en equipos cuyo modelo de mantenimiento es el de alta disponibilidad o el sistemático, deben ser evitados; en cambio los fallos técnicos en estos mismos equipos no es necesario que sean evitados, sino tan solo debe tratarse de buscar formas de amortiguar sus efectos.

FORMAS DE ACTUACION ANTE UN FALLO

- a) Equipos con modelo de mantenimiento de alta disponibilidad
 - Fallos funcionales: A EVITAR
 - Fallos técnicos: A AMORTIGUAR
- b) Equipos con modelo de mantenimiento sistemático
 - Fallos funcionales: A EVITAR
 - Fallos técnicos: A AMORTIGUAR
- c) Equipos con modelo de mantenimiento condicional
 - Fallos funcionales: A AMORTIGUAR
 - Fallos técnicos: A AMORTIGUAR

d) Equipos con modelo de mantenimiento correctivo

- No se estudian

En los equipos cuyo modelo es el condicional, tanto los fallos funcionales como los técnicos deberían ser tratados como fallos a amortiguar.

Evitar los efectos de un fallo implica, casi siempre, evitar que el fallo se produzca. Amortiguar sus efectos no implica que no deba producirse, sino que sus efectos sean mínimos. Para ello, en la mayor parte de los casos basta con buscar formas de detectarlo a tiempo, antes de que tenga incidencia en producción o implique un alto costo de reparación. En otros casos, implicará prever como actuar si se produce: tener equipos duplicados, preparar procedimientos de actuación en caso de fallo, estudiar medidas provisionales (anular un determinado detector, por ejemplo), etc.

3.5.3. Determinación de los modos de fallo

Una vez determinados los fallos que pueda presentar un equipo, un sistema funcional de un equipo o un elemento (dependiendo de que se haya tomado como referencia para establecer el plan de mantenimiento) deben estudiarse los modos de fallo. Se puede definir los modos de fallos como las circunstancias que acompañan un fallo concreto.

Volviendo al ejemplo anterior, al analizar el fallo funcional “el sistema no lubrica”. Los modos de fallos pueden ser los siguientes:

- 1) El sistema no lubrica por no tener aceite en el depósito.
- 2) El sistema no lubrica por obstrucción en algún conducto.
- 3) El sistema no lubrica porque la bomba de lubricación no funciona.
- 4) El sistema no lubrica porque los filtros están obstruidos.

Cada fallo, funcional o técnico, puede presentar, como vemos, múltiples modos de fallo. Es muy importante determinar todos los modos de fallo posible, pues solo así es posible realizar un análisis completo y exhaustivo.

3.5.4. Determinación de medidas preventivas

Determinados los modos de fallo de cada uno de los equipos, sistemas o elementos que componen la planta que se analiza, el siguiente paso es determinar las medidas preventivas que permiten, bien evitar el fallo, bien minimizar sus efectos.

Las medidas preventivas que se pueden tomar son de cuatro tipos: Tareas de mantenimiento, Mejoras y/o modificaciones de la instalación, Cambios en los procedimientos de la operación y Cambios en los procedimientos de mantenimiento.

3.5.4.1. Tareas de mantenimiento

Son los trabajos que se pueden realizar para cumplir el objetivo de evitar el fallo o minimizar sus efectos. Las tareas de mantenimiento pueden, a su vez, ser de los siguientes tipos:

a) Tipo 1: *Inspecciones visuales*. Se ha observado que las inspecciones visuales siempre son rentables, sea cual sea el modelo de mantenimiento aplicable, las inspecciones visuales suponen un costo muy bajo, por lo que parece interesante echar un vistazo a todos los equipos de la planta en alguna ocasión.

b) Tipo 2: *Lubricación*. Igual que en el caso anterior, las tareas de lubricación, por su bajo costo, siempre son rentables.

c) Tipo 3: *Verificaciones del correcto funcionamiento realizados con instrumentos propios del equipo* (verificaciones on-line). Este tipo de tareas consiste en la toma de datos de una serie de parámetros de funcionamiento utilizando los propios medios de los que dispone el equipo. Por ejemplo, la verificación de alarmas, la toma de datos de presión, temperaturas, vibraciones, etc. Si en esta verificación se detecta alguna anomalía, se debe proceder en consecuencia. Por ello es necesario, en primer lugar, fijar con exactitud los rangos que entenderemos como normales para cada uno de los puntos que se trata de verificar, fuera de los cuales se precisará una intervención en el equipo. También será necesario detallar como se debe actuar en caso de que la medida en cuestión este fuera del rango normal.

d) Tipo 4: *Verificaciones del correcto funcionamiento realizados con instrumentos externos del equipo*. Se pretende, con este tipo de tareas, determinar si el equipo cumple con unas especificaciones prefijadas, pero para cuya determinación es necesario desplazar determinados instrumentos o herramientas especiales, que pueden ser usadas por varios equipos simultáneamente y que, por tanto, no están permanentemente conectadas a un equipo, como en el caso anterior. Podemos dividir estas verificaciones en dos categorías:

- Las realizadas con instrumentos sencillos, como pinzas amperimétricas, termómetros por infrarrojos, tacómetros, vibrómetros, etc.
 - Las realizadas con instrumentos complejos, como analizadores de vibraciones, detección de fugas por ultrasonido, termografías, análisis de la curva de arranque de motores, etc.
- e) Tipo 5: *Limpiezas técnicas condicionales*, dependiendo del estado en que se encuentre el equipo.
- f) Tipo 6: *Ajustes condicionales*, dependiendo de que el equipo haya dado síntomas de estar desajustado.
- g) Tipo 7: *Limpiezas técnicas sistemáticas*, realizadas cada ciertas horas de funcionamiento, o cada cierto tiempo, sin importar como se encuentre el equipo.
- h) Tipo 8: *Ajustes sistemáticos*, sin considerar si el equipo ha dado síntomas de estar desajustado.
- i) Tipo 9: *Sustitución sistemática de piezas*, por horas de servicio o por fecha de calendario, sin comprobar su estado.
- j) Tipo 10: *Grandes revisiones*, con la sustitución de todas las piezas sometidas a desgaste.

Una vez determinados los modos de fallo posibles en un ítem, es necesario determinar que tareas de mantenimiento podrían evitar o minimizar los efectos de un fallo. Es conveniente estudiar todos los tipos de tareas y establecer todas las tareas posibles.

Determinando el modelo de mantenimiento de un ítem, es posible seleccionar que tareas son posibles. Si el modelo es correctivo, solo serán posibles tareas del tipo 1 y 2, e incluso en determinados casos del tipo 3. Si el modelo es condicional, también son posibles tareas del tipo 4, 5 y 6. Si el modelo es sistemático, también serán posibles tareas del tipo 7, 8 y 9. Si el modelo es de alta disponibilidad, serán posibles todos los tipos de tareas, incluso del tipo 10.

La tabla 3-2, sirve de resumen y pueden aclararse mejor estos conceptos.

Tabla 3-2. Tareas de mantenimiento y su aplicación a los modelos de mantenimiento

Tipos de tareas de mantenimiento	Modelos de mantenimiento a los que se puede aplicar este tipo de tarea			
1. Inspecciones visuales	Correctivo	Condicional	Sistemático	Alta Dispon.
2. Tareas de lubricación	Correctivo	Condicional	Sistemático	Alta Dispon.
3. Verificaciones on-line	Correctivo	Condicional	Sistemático	Alta Dispon.
4. Verificaciones off-line: a) Verificaciones sencillas <ul style="list-style-type: none"> • Mediciones de temperatura • Mediciones de vibración (con vibrómetro) • Mediciones de consumo de corriente • Etc. b) Verificaciones con instrumentos complejos <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de vibraciones (con analizador) • Termografías • Detección de fugas por ultrasonidos • Análisis de la curva de arranque de motores • Comprobaciones de alineación por láser • Etc. 		Condicional	Sistemático	Alta Dispon.
5. Limpieza según condición		Condicional	Sistemático	Alta Dispon.
6. Ajustes condicionales		Condicional	Sistemático	Alta Dispon.
7. Limpiezas sistemáticas			Sistemático	Alta Dispon.

Tabla 3-2. Tareas de mantenimiento y su aplicación a los modelos de mantenimiento
(continuación)

Tipos de tareas de mantenimiento	Modelos de mantenimiento a los que se puede aplicar este tipo de tarea			
8. Ajustes sistemáticos			Sistemático	Alta Dispon.
9. Sustitución sistemática de piezas			Sistemático	Alta Dispon.
10. Grandes revisiones (sustitución de todos los elementos sometidos a desgaste)				Alta Dispon.

Fuente: Elaboración propia, basada en información de organización y gestión de mantenimiento

Un punto muy importante, cuando se determina la forma de actuación ante determinado modo de fallo es una tarea de mantenimiento, es determinar la frecuencia con la que se realizará esta tarea. Para determinarla existen tres posibilidades:

1) Si se tienen datos históricos que permitan conocer la frecuencia con la que se produce el fallo, se puede utilizar cualquier técnica estadística que permita determinar cada cuanto tiempo se produce el fallo si no de actúa sobre el equipo. Se deberá contar con un número mínimo de valores (recomendable más de 5, aunque cuanto mayor sea la población más exactos serán los resultados). La frecuencia estará en función del costo del fallo y del costo de la tarea de mantenimiento (mano de obra + materiales + pérdida de producción durante la intervención).

2) Si se dispone de funciones matemáticas que permitan predecir el comportamiento de un determinado fallo, se puede estimar la frecuencia de intervención a partir de dicha función. Suele ser aplicable para estimar la vida de determinadas piezas.

3) Si no se dispone de informaciones anteriores, la determinación de la frecuencia con que deben realizarse las tareas de mantenimiento propuestas puede hacerse en base a la opinión de expertos. Es la más subjetiva, la menos precisa de las formas de determinar la frecuencia de intervención y, sin embargo, la más utilizada. No siempre es posible disponer de información histórica o de modelos matemáticos que nos permitan predecir el comportamiento de una pieza.

3.5.4.2. Mejoras y/o modificaciones de la instalación

Determinados fallos pueden prevenirse más fácilmente modificando la instalación o introduciendo mejoras. Las mejoras pueden ser, entre otras, de los siguientes tipos:

a) *Cambios en los materiales.* manteniendo el diseño de las piezas, el único cambio que se realiza es en la cantidad de los materiales que se emplean. Algunos ejemplos: cambios en la composición química del acero con el que está fabricada la pieza, en el tratamiento superficial que recibe esta para mejorar las características de la capa más externa, en el tipo de aceite con el que lubricamos dos piezas metálicas que mantienen entre si contacto en movimiento, etc.

b) *Cambios en el diseño de una pieza.* La geometría de algunas piezas hace que en determinados puntos acumulen tensiones que facilitan su falla. Un simple cambio en el diseño de estas piezas puede hacer que cumplan su función perfectamente y que su probabilidad de rotura disminuya sensiblemente.

c) *Instalación de sistemas de detección.* Bien de aviso o bien para evitar que el equipo funcione en condiciones que puedan ser perjudiciales.

d) *Cambios en el diseño de una instalación.* En ocasiones, no es una pieza, sino todo un conjunto el que debe ser rediseñado, para evitar determinados modos de fallo. Es el caso, por ejemplo, de fallas producidas por golpes de ariete: no suele ser una pieza la que es necesario cambiar, sino todo un conjunto, añadiendo elementos (como tuberías flexibles o acumuladores de presión) y modificando trazados.

e) *Cambios en las condiciones externas al ítem.* Por último, en ocasiones la forma de evitar la falla de una pieza o un equipo no es actuar sobre estos, sino sobre el medio que los rodea. Por ejemplo el caso de un fallo en un intercambiador de calor que refrigera un gas de proceso en una planta química producido por las incrustaciones en el haz tubular que conduce el líquido de refrigeración. Este fallo puede evitarse tratando químicamente este líquido con un producto antincrustante: no se estaría actuando sobre el intercambiador, sino sobre un componente externo (las características fisicoquímicas del líquido refrigerante).

3.5.4.3. Cambios en los procedimientos de operación

El personal que opera suele tener una alta incidencia en los problemas que presenta un equipo. En general, las tareas de mantenimiento tienen un costo, tanto en mano de obra como en materiales. Las mejoras tienen un costo añadido, relacionado con el diseño y con las pruebas. Pero un cambio en un procedimiento de operación tiene en

general un costo muy bajo, y un beneficio potencial altísimo. Como inconveniente, todos los cambios suelen tener una inercia alta para llevarlos a cabo, por lo que es necesario prestar la debida atención al proceso de implantación de cualquier cambio.

3.5.4.4. Cambios en los procedimientos de mantenimiento.

Algunas averías se producen porque determinadas intervenciones del personal de mantenimiento no se hacen correctamente. La redacción de procedimientos en los que se indique claramente cómo deben realizarse determinadas tareas, y en los que figuren determinados datos (tolerancias, ajustes, pares de apriete, etc.) es de gran utilidad.

3.5.5. Consulta al manual del equipo

La elaboración de un plan de mantenimiento no comienza con la consulta al manual elaborado por el fabricante del equipo, sino más bien acaba. El fabricante del equipo no suele ser un excelente mantenedor, por dos razones:

- No está interesado en la desaparición total de los problemas. Diseñar un equipo con cero averías puede afectar su facturación.
- No es un especialista en mantenimiento, sino en diseño y montaje.

En algunos casos, el plan de mantenimiento no es completo, y no contiene multitud de tareas que evitarían problemas. Es el caso, por ejemplo, de los planes de mantenimiento de algunos automóviles: si se estudia el plan que propone el fabricante, es evidente que no se conseguirá disminuir las averías a cero, pues no contempla más que una serie de tareas muy sencillas de realizar. En otros casos, el plan es tan exhaustivo que contempla la sustitución o revisión de un gran número de elementos que evidentemente no han llegado al máximo de su vida útil, con el consiguiente exceso en el gasto.

Es indudable que hay que contar con la experiencia del fabricante a la hora de elaborar un plan, pero no basar el plan de mantenimiento únicamente en sus recomendaciones. Las recomendaciones del fabricante pueden ser tenidas en cuenta en la última fase de la determinación de la lista de tareas, para ver si se ha olvidado algún punto importante que el fabricante si considera necesario.

3.6. MANTENIMIENTO PLANIFICADO PREVENTIVO DE CALDERAS INDUSTRIALES

Las operaciones o tareas de mantenimiento se podrían clasificar en:

3.6.1. Operaciones diarias

- a. Vigilancia del equipo de tratamiento del agua de aporte y dosificación de aditivos. Reponer reactivos.
- b. Vigilancia de la temperatura de gases en chimenea.
- c. Comprobar que los condensados están libres de contaminación.
- d. Comprobar correcto funcionamiento y purgar indicadores de nivel ópticos.
- e. Efectuar las purgas, lodos, sales, botellines de nivel si los hubiese y colector de instrumentación.
- f. Vigilancia de la temperatura de aportación de agua.

3.6.2. Operaciones semanales

- a. Tomar y analizar muestras del agua contenida en el interior de la caldera:
 - i. Salinidad.
 - ii. Dureza.
 - iii. pH.
 - iv. Contenido O₂
 - v. Aspecto (incoloro, claro, sin sustancias no disueltas o turbio)

Como consecuencia del análisis se ajustarán adecuadamente los tiempos de purga, la cantidad de aditivos a suministrar o corregir, etc.

- b. Comprobar el correcto funcionamiento de automatismos del conjunto caldera-quemador.
- c. Limpiar filtro, fotocélula y electrodos de encendido del quemador en caso de utilizar combustibles líquidos.
- d. Proceder al cierre y apertura de todas las válvulas manuales que están asociadas a la caldera, comprobando que funcionan correctamente.
- e. Comprobar el correcto funcionamiento de termómetros, termostátos, manómetros y presostátos.

- f. Comprobar estanqueidad en aperturas de inspección que dan acceso al interior de la caldera.

3.6.3. Operaciones mensuales

- a. Pruebas de funcionamiento de equipos y accesorios del quemador:
 - i. Elementos de mando combinación aire-combustible.
 - ii. Dispositivos de cierre de combustible.
 - iii. Indicador de presión de combustible.
 - iv. Dispositivo de cierre de seguridad del combustible.
 - v. Equipo de control de estanqueidad en caso de utilizar gas.
 - vi. Sistema de control de llama.
- b. Prueba de funcionamiento del paro con el interruptor de emergencia.
- c. Pruebas de buen funcionamiento de bombas de circulación o alimentación de agua.
- d. Prueba de paros niveles de seguridad, alto y bajo.
- e. Verificar el buen funcionamiento de elementos del cuadro eléctrico de maniobra y control: automatismos y seguridad.
- f. Análisis de gases y ajustes de la combustión si es necesario.

3.6.4. Operaciones semestrales

- a. En caso de utilizar combustibles líquidos, proceder a la limpieza de tubos de humos, eliminando hollines.
- b. Comprobar el estado de las partes que tienen refractario como la boca de acoplamiento del quemador, tapón de registro y acceso al hogar, etc.
- c. Inspección interna en el lado agua y gases. Proceder a la limpieza si es necesario.

3.6.5. Operaciones anuales

- a. Inspección en frío, caldera parada, procediendo a la apertura de todos los registros en el lado agua y gases.
- b. Proceder a la limpieza del lado agua eliminando incrustaciones y sedimentos. Prestar especial atención en los lugares donde se ubican la detección de nivel en calderas de vapor.
- c. Inspeccionar el estado de la caldera respecto a la aparición de corrosiones y evaluar si el tratamiento de agua que se ha aplicado es correcto o mejorable.

- d. En el lado de gases proceder también a una limpieza exhaustiva, eliminando hollines.
- e. Comprobar el estado de los elementos de seguridad que actúan sobre la presión, temperatura y nivel. Sustituirlos en caso necesario.
- f. Realizar una medición de espesores por ultrasonido en las partes que conforman el cuerpo a presión de la caldera.
- g. Una vez realizadas las operaciones anteriores, proceder a una prueba de presión en frío.
- h. Posteriormente realizar una prueba de funcionamiento con quemador en marcha, forzando el disparo y actuación de los equipos de seguridad

CAPÍTULO 4: REVISIONES Y PRUEBAS A UNA CALDERA
GENERADORA DE VAPOR SEGÚN D10/2013 MINSAL

4. REVISIONES Y PRUEBAS A UNA CALDERA GENERADORA DE VAPOR SEGÚN D10/2013 MINSAL

4.1. PRESENTACIÓN DEL TEMA

Al tratarse de equipos críticos, es normal pensar que existan leyes concernientes a la inspección de calderas. El propósito principal de estas leyes es proteger la vida de los empleados y evitar daños en los equipos. En Chile, el actual reglamento de calderas “Decreto 10/2013 MINSAL”, dicta las normas acerca de la forma y procedimientos en la ejecución de revisiones y pruebas, así como también, los encargados de llevarlas a cabo.

4.2. REVISIONES Y PRUEBAS DE LAS CONDICIONES DE SEGURIDAD DE LAS CALDERAS DE VAPOR

Las calderas de vapor, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, que estén constituidos por uno o más cuerpos o espacios de presión, deberán ser sometidos a las revisiones y pruebas que establece el reglamento y tener los accesorios de seguridad, observación y de control automático, según se establece en el párrafo V del título II, del D10/2013 MINSAL:

- Revisión interna y externa.
- Prueba hidrostática.
- Prueba de la válvula de seguridad.
- Prueba de acumulación de vapor.
- Revisión de la red de distribución de vapor, componentes y accesorios.
- Pruebas especiales.

Será responsabilidad del propietario o usuario de la caldera de vapor, velar porque las revisiones y pruebas se efectúen en las oportunidades y forma que señala el reglamento, remitiendo una copia del informe técnico a la autoridad sanitaria, dentro de un plazo máximo de 15 días hábiles desde su ocurrencia.

4.2.1. Revisión interna y externa

Para la realización de la inspección es necesario coordinar con el cliente la detención, drenaje y enfriado de la fuente. Generalmente el proceso de certificación se hace inmediatamente después de un mantenimiento por lo que muchas veces este paso se habrá realizado con anterioridad.

Se aconseja llevar un registro fotográfico de cada uno de los procedimientos descritos a continuación con el fin de poder tener un buen respaldo del trabajo realizado.

- a. Antes de comenzar la revisión es necesario desenergizar completamente la caldera (desconectar las líneas eléctricas y de combustible)
- b. Empezar con la apertura de las tapas de registro (mano y hombre) y con ayuda de una linterna o foco halógeno realizar la inspección interna en busca de incrustaciones, corrosiones, sedimentos y lodos.
- c. Abrir las tapas frontales y traseras para visualización de posibles deformaciones o daños en los refractarios.
- d. Realizar una inspección interna de los conductos de humos y cámaras por donde circulan los gases de combustión en búsqueda de suciedad o acumulación de residuos sólidos.
- e. Cuando en una revisión interna se hayan constatado incrustaciones, la caldera no podrá ponerse en funcionamiento hasta que se proceda a su limpieza, desincrustación o reparación según corresponda, así como a la revisión de las instalaciones ablandadoras, las que al ponerse en marcha garanticen la entrega de agua blanda
- f. Una vez terminada la revisión interna y externa se procederá con el llenado de la documentación necesaria.

4.2.2. Prueba hidrostática

4.2.2.1. Preparación.

- a. Normalizar tapas de registro (manos y hombre) con empaquetaduras nuevas.
- b. Instalar flanges ciegos que interrumpan todas las conexiones del cuerpo de presión y que resistan la presión hidrostática de la prueba.
- c. Retirar las válvulas de seguridad y reemplazarlos por flanges ciegos que resistan la presión hidrostática de la prueba.
- d. Realizar instalación de la bomba y piping para prueba hidrostática.
- e. Instalar manómetro patrón certificado y válvula de entrada y salida de agua.

- f. Determinar la presión máxima de trabajo de la fuente, esta debe estar especificada en la placa de la caldera o en CRPC anteriores.
- g. En caso de desconocer la presión máxima de trabajo o cuando se hayan modificado las condiciones de diseño original, será la autoridad sanitaria la que fije este valor.

4.2.2.2. Llenado de agua y presurización

- a. Buscar la manera de llenar con agua el cuerpo de presión de la caldera hasta tapa de registro hombre (puede ser usando una bomba hidráulica o con cualquier otro medio existente en el momento).
- b. Habiendo terminado el llenado de agua se debe realizar la instalación de la tapa hombre y a continuación seguir llenando el cuerpo de presión hasta evacuar por completo el aire al interior de este.
- c. De forma lenta y progresiva se continúa subiendo la presión hasta llegar a la presión máxima de trabajo de la fuente, una vez alcanzada se debe mantener por un tiempo no superior a 10 minutos.
- d. Observar que no existan filtraciones ni deformaciones y continuar subiendo la presión hasta llegar a 1.25 veces la presión máxima de trabajo.
- e. Para finalizar esta prueba se debe elevar la presión hasta 1.5 veces la presión máxima de trabajo.

4.2.2.3. Revisión de la prueba hidrostática

- a. Una vez alcanzada 1.5 veces la presión máxima de trabajo se deberá cerrar la válvula de entrada por donde se llenó de agua el cuerpo de presión.
- b. Se debe verificar que la presión indicada en el manómetro certificado se mantenga estable por al menos 15 minutos.
- c. Realizar una inspección visual a todo el cuerpo de presión verificando que no existan filtraciones ni deformaciones en la placa o en los tubos.
- d. Se considerará que la prueba hidrostática ha sido satisfactoria, cuando el cuerpo de la presión no ha presentado filtraciones o deformaciones durante 15 minutos y la presión de prueba en el manómetro patrón JHG se ha mantenido constante durante todo este tiempo.
- e. Llenar el certificado de revisión y pruebas correspondiente a la prueba hidrostática y evacuar todo el fluido en el interior de la caldera retirando

también los flanges ciegos que se hayan dispuesto para la correcta realización de este procedimiento.

En caso de desconocer la presión máxima de trabajo, o cuando se hayan modificado las condiciones de diseño original, será el profesional facultado quien determine la nueva presión máxima de trabajo, sobre la base de cálculos conforme a normas nacionales o internacionales reconocidas. Dicha modificación quedará consignada en el informe técnico del profesional facultado y en el libro de vida.

4.2.3. Regulación de la válvula de seguridad y prueba de acumulación de vapor

Una vez realizada con éxito la prueba hidrostática, es necesario realizar La regulación de todas las válvulas de seguridad, tanto de la caldera como de la red de distribución de vapor.

- a. Realizar la normalización de conexiones para la puesta en marcha de la caldera (alimentación de agua, control de nivel, válvulas de seguridad, manifold de instrumentación y purgas de fondo).
- b. Cerrar completamente la caldera (tapas frontales y traseras).
- c. Llenar la caldera con agua hasta el nivel de trabajo.
- d. Puesta en marcha de quemador, para calentamiento lento y progresivo de la caldera, hasta una presión no superior al 75% de la presión máxima de trabajo.
- e. Detener el quemador.
- f. Realizar la instalación de manómetro certificado y comparar su lectura con el manómetro dispuesto en el cuerpo de presión al que esta adosado la válvula de seguridad, se considerará aceptable un margen de error de hasta un 5%.
- g. Para realizar la prueba de acumulación de vapor se deben intervenir los presóstatos de alta, de modulación y de seguridad de la caldera.
- h. Encender el quemador y realizar un aumento progresivo de la presión de vapor hasta la apertura de las válvulas de seguridad la cual no deberá exceder al 6% de la presión máxima de trabajo.
- i. En caso de que se sobrepase este valor, se debe detener inmediatamente el quemador y realizar la graduación de las válvulas de tal manera que inicien la evacuación de vapor a una presión que no exceda más del 6% de la presión máxima de trabajo

- j. En caso que la regulación no pueda ser realizada en el mismo lugar de la instalación de las válvulas de seguridad, será necesario desmontarlas para efectuar este procedimiento en un banco de trabajo.
- k. Luego de regular las válvulas de seguridad, se debe realizar la prueba de acumulación, la cual se efectuará con la caldera de vapor funcionando a su máxima capacidad y con la válvula principal de suministro de vapor cerrada en su totalidad.
- l. La válvula de seguridad debe ser capaz de evacuar la totalidad del vapor sin sobrepasar más de un 10% la presión máxima de trabajo.
- m. En caso de sobrepasar el 10% de la presión máxima de trabajo, se deberá detener el quemador y dar por terminada la prueba.
- n. Luego de acabar la prueba se debe reducir la presión de vapor en la caldera hasta un nivel inferior del 75% de la presión máxima de trabajo.
- o. Regularizar presóstatos de alta, de modulación y de seguridad
- p. Retirar manómetro certificado.
- q. Llenar el certificado de revisión y pruebas correspondiente a la prueba de válvula de seguridad y acumulación de vapor y continuar con el procedimiento de revisión de la red de distribución de vapor.

4.2.4. Revisión de la red de distribución de vapor, componentes y accesorios

Luego de realizar exitosamente la revisión interna y externa de la caldera, la prueba hidrostática al cuerpo de presión y la regulación de las válvulas de seguridad, corresponde revisar la red de distribución de vapor, componentes y accesorios de la caldera especificados en el D10/2013 MINSAL.

Todas las revisiones descritas a continuación deben ser consignadas en el libro de vida de la caldera por el profesional facultado.

- a. Revisar el estado de la red de distribución de vapor, buscar filtraciones y visualizar el estado de la aislación térmica.
- b. Se debe verificar que todos los manómetros instalados en la caldera y la red de distribución de vapor cumplan con las especificaciones técnicas descritas en el DS10/2013 MINSAL y además cuenten con el correspondiente sello de agua y llave de paso.
- c. Realizar la instalación de un manómetro patrón y comparar su lectura con los manómetros dispuestos en la red de distribución de vapor de la caldera. Para que estos aprueben se aceptará un margen de error de hasta un 5% .

- d. Toda caldera de vapor deberá estar provista de al menos dos indicadores de nivel independientes entre sí, uno de ellos deberá ser de observación directa del tipo tubo de vidrio el cual deberá estar marcado con dos líneas rojas indelebles que indiquen el nivel mínimo y máximo de operación de la caldera.
- e. Realizar las pruebas correspondientes para revisar el correcto funcionamiento del sistema de alimentación y control de nivel, Solicitar al operador que purgue el agua de la caldera hasta su nivel inferior, el control automático debe encender las bombas de alimentación de agua y detenerlas en cuanto se llegue al límite máximo señalado.
- f. Revisar que las condiciones estructurales de la red de purga, estanque de retención de purgas y de suministro de aguas, sean las correspondientes para dar cumplimiento a las especificaciones del DS10/2013 MINSAL.
- g. Revisar que las condiciones estructurales de los accesorios de observación, de seguridad y componentes que forman parte de la red de distribución de vapor sean las correspondientes según DS10/2013 MINSAL.
- h. Realizar las pruebas correspondientes a los elementos de observación, control y seguridad para determinar su correcto funcionamiento (control de llama, presóstatos, manómetros, sistema de alarma y control de nivel).
- i. Además de las pruebas prescritas con anterioridad, la autoridad sanitaria o el profesional facultado podrá solicitar pruebas especiales que consisten en ensayos no destructivos.
- j. Luego de que todas las revisiones y pruebas hayan resultado satisfactorias, se procederá a realizar el informe técnico que entregará la resolución final acerca de la aprobación o rechazo según DS10/2013 MINSAL de la caldera, autoclave o equipo que utilice vapor de agua.

4.2.5. Pruebas especiales

Sin perjuicio de las pruebas prescritas en los artículos anteriores, en caso de considerarlo necesario, la autoridad sanitaria o el profesional facultado a cargo de las pruebas podrá solicitar pruebas especiales que consisten en ensayos no destructivos.

Las pruebas especiales serán realizadas por empresas certificadoras o por profesionales especializados en ellas.

Se utilizan cinco pruebas principales no destructivas:

- Ultrasonidos.
- Radiografías.
- Partículas magnéticas.
- Tintes penetrantes.
- Corrientes Parasitas.

La detección de grietas, como en los chequeos de laminación, rajadas, porosidad, bajo la superficie de la chapa o soldadura en zonas inaccesibles visualmente, está tomando un papel más importante. Instrumentos de impulso-eco están ahora disponibles para pruebas de campo y para detección de grietas.

La radiografía, tan importante en construcciones y obras nuevas, se usa mucho en pruebas de campo. Las reparaciones por soldadura en calderas de alta presión son comprobadas por rayos X u otro equipo de radiografía.

La inspección por partículas magnéticas encuentra su utilización clave en la detección de roturas que llegan hasta la superficie. Su uso principal es en tuberías y juntas de equipos de calderas.

Las pruebas por corrientes vagabundas encuentran su aplicación principal en la investigación de defectos de tuberías no magnéticas, como por ejemplo, en condensadores e intercambiadores de calor conectados a una caldera.

4.3. PROFESIONALES FACULTADOS PARA VERIFICAR LAS CONDICIONES GENERALES DE INSTALACIÓN Y REALIZAR LAS REVISIONES Y PRUEBAS

Las condiciones generales de instalación, revisiones y pruebas de las calderas, deberán ser efectuadas por un profesional que cumpla los siguientes requisitos:

- a. Ser profesional titulado, de una carrera de 8 semestres de duración, con formación en termodinámica, transferencia de calor, mecánica de fluidos, procesos térmicos, máquinas hidráulicas, diseño y cálculo de calderas y resistencia de materiales, facultado para ejercer en el país,

b. Acreditar una experiencia mínima de tres años en la fabricación, instalación, reparación, mantenimiento u operación de plantas térmicas con calderas de vapor de gran presión.

Con el objeto de facilitar la fiscalización y control de las disposiciones de este reglamento, la autoridad sanitaria llevará un listado de los profesionales que han acreditado el cumplimiento de estas exigencias, la que tendrá validez nacional. La nómina de estos profesionales, será enviada a todas las Secretarías Regionales Ministeriales de Salud del país, para su conocimiento y aplicación.

Los profesionales incluidos en el listado verificarán las condiciones generales de instalación y realizarán las revisiones y pruebas reglamentarias. Ellos deberán declarar a la autoridad sanitaria los equipos e instrumentos que usarán, así como los demás elementos que se emplearán en esta actividad, especificando las características de cada uno de ellos. Dichos instrumentos, deberán ser calibrados una vez al año, o en un plazo distinto que determine la autoridad sanitaria, en el Instituto de Salud Pública, o en un laboratorio de metrología.

4.4. AVISO PREVIO A LAS REVISIONES Y PRUEBAS

El propietario o usuario de la instalación dará aviso a la autoridad sanitaria respectiva, con a lo menos 72 horas de anticipación de la programación de verificación de las condiciones generales de instalación y las revisiones y pruebas reglamentarias a realizar por el profesional facultado, señalando el lugar, día y hora en que se llevará a efecto. El aviso se realizará a través de un formulario que dispondrá la autoridad sanitaria, el que se remitirá vía fax, correo electrónico o personalmente a la unidad técnica correspondiente.



FORMULARIO PARA AVISAR A SEREMI DE SALUD MATERIA QUE INDICA
(Art. 76 D.S. 10 / 2012 MINSAL)

REVISIONES Y PRUEBAS DE CALDERAS, AUTOCLAVES, EQUIPOS QUE UTILIZAN
VAPOR DE AGUA, ACCESORIOS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN

1.- DIRIGIDO A : COORDINACIÓN UNIDAD DE SALUD OCUPACIONAL DE LA SEREMI DE SALUD												
Funcionario	AMY JENKIN	Correo Electrónico	AMY.JENKIN@REDSALUD.GOV.CL									
2.- PROPIETARIO DEL EQUIPO												
Rut	39.087.330-9	Razón social o personal natural	ECOMETALES LIMITED									
Dirección	CAMINO A RADOHRO TOMIC KM. 16 1/2		Comuna	CALAMA								
Teléfono Fijo	55-232 09 50	Teléfono Celular		Correo Electrónico	MBarr053@ecometales.cl							
3.- PROFESIONAL FACULTADO												
Rut	10.410.748-8	Nombre	ALEJANDRO ARRATZA GALLARDO									
Dirección	JOSÉ DOMINGO CAÑAS N° 2802		Comuna	RUÑOA								
Teléfono	2 2714 3303	Registro N°	74/01	Servicio de Salud	REGIÓN METROPOLITANA							
4.- OBJETO DE REVISIONES Y PRUEBAS												
Caldera de vapor	X	Registro N°	SSANT-210100383	Autoclave		Registro N°		Caldera de Calentamiento		Registro N°		
Caldera de Baño Marino		Registro N°		Equipos que utilizan vapor de agua		Revisiones de redes de distribución de vapor, sus componentes y accesorios						
Circuitos principal de calentamiento, componentes y accesorios												
ANEXAR COPIA DE CERTIFICADO O INFORME TÉCNICO DE REVISIONES Y PRUEBAS ANTERIOR											SI	NO
5.- PROGRAMACIÓN												
MATERIA (*)	MOTIVO DE LA REVISIÓN Y/O PRUEBAS (**)	DÍAS/MES/AÑO	HORA INICIO - HORA TÉRMINO									
Revisión externa	VENCIMIENTO REVISIÓN	03 / 03 / 2015	11:00 - 12:00									
Revisión interna	VENCIMIENTO REVISIÓN	03 / 03 / 2015	13:00 - 13:00									
Prueba Hidrostática	VENCIMIENTO REVISIÓN	03 / 03 / 2015	15:00 - 18:00									
Prueba de la (s) válvula (s) de seguridad (calderas, autoclaves, equipos, redes y circuitos)	VENCIMIENTO REVISIÓN	04 / 03 / 2015	13:00 - 16:00									
Prueba de Acumulación	VENCIMIENTO REVISIÓN	04 / 03 / 2015	16:00 - 17:00									
Pruebas Especiales	-	-	-									
Fecha de envío del fax al SESMA	-	-	-									
Fecha de recepción en Sub-Departamento	-	-	-									

NOTAS: (*) PARA REVISIONES QUE PUEDEN ABARCAR JUSTIFICADAMENTE VARIOS DIAS ANEXAR PROGRAMACIÓN CON CARTA GANTT
(**) TÉRMINO DE INSTALACIÓN - TÉRMINO DE INTERVENCIÓN - REVISIÓN DE LOS TRES AÑOS - OTROS A INDICAR

Declaro estar en conocimiento de D.S. N° 10/2012 de MINSAL, y conforme a art. N° 76 aviso a la autoridad sanitaria de las revisiones y pruebas a realizar. En caso de suspender el trabajo, se comunicará a la autoridad sanitaria de los motivos, con a lo menos 5 horas anticipadas a la programación.


Firma del Propietario o Usuario

Fecha: 23/ 02/2015

Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 4-1. Formulario para avisar revisiones y pruebas a SEREMI

4.5. INFORMES TÉCNICOS

Los profesionales facultados deberán emitir un informe técnico en duplicado el que se entregará al propietario o usuario de la instalación, dentro del plazo máximo de 8 días hábiles contado desde la finalización de la verificación de las condiciones generales de instalación y las revisiones y pruebas reglamentarias.

El informe técnico, se realizará mediante un formato tipo proporcionado por la autoridad sanitaria, el que deberá contener las condiciones generales de instalación, revisiones y pruebas que dicta este reglamento.

Revisión	Fecha emisión	Responsable
0	22/08/14	AAJ

Alejandro Arratia Gallardo
 N° Registro 74/2001
 SEREMI de Salud Región Metropolitana

Fecha: 22/08/14

INFORME TÉCNICO GENERAL

CONDICIONES GENERALES DE INSTALACIÓN Y REVISIONES Y PRUEBAS REGLAMENTARIAS PARA CALDERAS DE VAPOR, AUTOCLAVES, EQUIPOS DE UTILIZAN VAPOR DE AGUA, ACCESORIOS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN

1.- PROPIETARIO DEL EQUIPO			
RUT	96.581.376-5	Razón social o personal natural	MEDICAL INTERNATIONAL LABORATORIES CORPORATION S.A.
Dirección	MUEVA ANDRÉS BELLO Nº1940		Comuna
Teléfono Fijo	2489 2268	Teléfono Celular	-
Correo Electrónico	miguel.ataudillo@mintlab.cl		

2.- DATOS TÉCNICO DE LA CALDERA DE VAPOR PRINCIPAL						Registro	
Marca	CALDERAS CHILE LTDA.	Modelo	YGNIS HDR 80	Año fabricación	2004	horas de operación diaria	24
Número de Fabrica	SIN REGISTRO	Sup calefacción (m ²)	13,5	N° tubos	250	Material fabricación	CAP AS15-Gr70
Quemador	JOHNSON (P/MSRMY)	Combustible principal/consumo	Petróleo Diesel	Combustible alternativo/consumo	-		
Marca/Modelo	HR 4002	Presión máxima de trabajo (kg/cm ²)	7,0	Producción de vapor (kg/h) ó (ton/h)	800 kg/h		
Potencia eléctrica (Kw) equipo eléctrica	-						

3.- DECLARACIÓN DE AUTOCLAVES Y EQUIPOS QUE UTILIZAN VAPOR ASOCIADOS AL SISTEMA		
UNIDADES DE CONSUMO (N° registro y ubicación en planta)	Fecha vigencia (*) revisiones y pruebas reglamentarias	Condición actual (**)
Torneo Agua para cañete	No registrados	Operativo
WIP	No registrados	Operativo
CIP	No registrados	Operativo
JC Sala Sac	No registrados	Operativo
Reactor Fryma Konuma	No registrados	Operativo
Reactor de Gotas	No registrados	Operativo
Reactor de Equilios 1	No registrados	Operativo
Reactor de Equilios 2	No registrados	Operativo
Secador Glass	No registrados	Operativo
Serpentín granulado CIP	No registrados	Operativo
Serpentín granulado Comasa	No registrados	Operativo
Serpentín	No registrados	Operativo

NOTA: (*) ADJUNTAR EN ANEXOS LOS CERTIFICADOS O INFORME TÉCNICO DE REVISIONES Y PRUEBAS ANTERIOR DE CADA UNO (**) OPERATIVO, NO OPERATIVO, EN MANTENCIÓN, ETC.

4.- OPERADORES			
NOMBRE COMPLETO	R.U.N.	NÚMERO CERTIFICADO	COMPETENCIA
Mario Olaye	8.094.387-2	G-3445/04	Generador de vapor
Ricardo Atudillo	8.971.881-1	CI-108/2000	Generador de vapor
Sergio Valenzuela	8.293.676-8	G-548/98	Generador de vapor
Martín Madrid	18.596.303-3	CI-149/97	Generador de vapor
Luis Alfaro	8.885.326-5	CI-48/09	Generador de vapor

Figura 4-2. Informe Técnico General de una caldera

Revisión	Fecha emisión	Responsable
0	27/08/14	ARG

5.- RESULTADO DE LAS REVISIONES Y PRUEBAS			
MATERIA (*)	FECHA	CONFORMIDAD	NO CONFORMIDAD-CAUSALES-OBSERVACIONES
Revisión externa	15/07/14	Caldera IN-2148 y sus accesorios se verifican operativos para normal funcionamiento, condiciones conforme a reglamento D10/2013.	Se evidencia válvula de purga en deficiente estado de mantenimiento y tapón fusible con fuga. Observaciones no impiden el funcionamiento del equipo pero deben solucionarse a la brevedad.
Revisión interna	15/07/14	Caldera IN-2148 no presenta anomalías en su cuerpo de presión.	Problemas con tratamiento de agua, se evidencia corrosión e incrustaciones en las tuberías. Deberá comenzar programa de tratamiento de agua.
Prueba hidrostática	15/07/14	Cuerpo de presión caldera IN-2148 cumple con requisitos de prueba. Presión de prueba: 12,2 kg/cm ²	Presión máxima de trabajo según fabricante (inscripción placa de caldera): 8 bar (8,2 kg/cm ²). Presión de máxima de trabajo autorizada en libro de vida: 7,8 kg/cm ² . Presión máxima de trabajo actual: 3,6 kg/cm ² .
Prueba de vapor válvula(s) de seguridad	15/07/14	Válvula de seguridad, presión de apertura: 3,87 kg/cm ² (55 Psi) equivalentes a un 7,5% superior a la presión máxima de trabajo actual (inferior a presión máxima de trabajo autorizada de 7,8 kg/cm ²).	Sin observaciones.
Prueba de acumulación	15/07/14	Pruebas efectuadas conforme a reglamento D10/2013 (artículo 51). Presión de estabilización 4,3 kg/cm ² (60 Psi), equivalentes a un 16,7% superior a la presión de trabajo actual (inferior a presión máxima de trabajo autorizada de 7,8 kg/cm ²).	Sin observaciones.
Revisión de la red de distribución de vapor, componentes y accesorios	-	Pendientes. Ejecución según Carta Gantt incluida en Anexo Nº 1 "Plan de Normalización de exigencias Decreto 10 para red de distribución y unidades de consumo de vapor" rev.B.	-
Pruebas especiales	N/C	N/C	N/C

5.- ANEXOS: INFORME TÉCNICO DE REVISIONES Y PRUEBAS INDIVIDUALES
Informes técnicos individuales de equipos que consumen vapor de la planta pendientes de emitir. Su emisión se realizará conforme a plazos estipulados en Carta Gantt en documento Anexo Nº1 "Plan de Normalización de exigencias Decreto 10 para red de distribución y unidades de consumo de vapor" rev.B.

7.- CONCLUSIONES GENERALES DE LA INSTALACIÓN
<p>El sistema de vapor de Medical International Laboratories Corporation S.A. se encuentra constituido por 02 calderas de vapor (IN-2148 e IN-2369) que entregan vapor al sistema a una presión máxima actual de 3,6 kg/cm² para alimentar distintos procesos de la planta (manejadoras de aire, calentamiento de soluciones, calentamiento de agua de casinos, etc.). A su vez, en la misma sala de calderas, existe un sistema de agua caliente compuesto por 02 calderas de calefacción (CA-4641 y CA-4642) que suministran agua caliente para proceso y calentamiento de agua sanitaria.</p> <p>Para efectos administrativos del Decreto 10 se define la caldera de vapor IN-2148 como unidad principal a describir en el presente informe.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cumplimiento Título III, Párrafo I: La sala de calderas cumple con las exigencias establecidas en el reglamento, salvo por estanque de purgas que no cumple con características de diseño para mantenimiento e inspección (esto se reemplazará con unidad en bodega). - Cumplimiento Título III, Párrafo III: Queda pendiente la implementación de mejoras para aseguramiento de labores de operación, inspección y mantenimiento de los equipos que consumen vapor de la planta. - Cumplimiento Título II, Párrafo III: Las calderas IN-2148 e IN-2369 fueron diseñadas conforme a una norma extranjera según fabricante Calderas Chile. Queda pendiente la validación de la norma usada en el diseño de los equipos que consumen vapor y sus redes de distribución a planta. - Cumplimiento Título II, Párrafo IV: El suministro de agua de alimentación a calderas cumple con lo establecido en el reglamento. El agua de reposición es tratada por intercambio iónico (2 columnas de ablandamiento). - Cumplimiento Título II, Párrafo V: Las calderas IN-2148 e IN-2369 cuentan con los accesorios de observación, seguridad y control automático exigido por el reglamento. Queda pendiente la implementación de mejoras para cumplimiento en los accesorios de observación y seguridad identificadas en diagnóstico de brechas D10/2013 para los equipos que consumen vapor. - Cumplimiento Título IV: Suministro de combustible líquido (Petróleo) fuera de la sala de calderas con volumen de almacenamiento superior a 1 m³, cumple con las exigencias de este Título.

Fuente: JHG Ingeniería Ltda.

Figura 4-2. Informe Técnico General de una caldera (continuación)

La autoridad sanitaria, deberá supervisar que los profesionales facultados den cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento. Si se constatare que el profesional facultado ha emitido un informe técnico sin haber verificado las condiciones generales de instalación, o sin haber realizado las revisiones y pruebas reglamentarias o haberlas efectuado en forma incompleta o alterado sus resultados o haber delegado a un tercero las materias que dicta este reglamento, será sancionado, de acuerdo al Código Sanitario, previo el correspondiente sumario sanitario. La sanción será comunicada a todas las Secretarías Regionales Ministeriales de Salud del país.

4.6. PLANILLA DE INSPECCIÓN PARA REALIZAR LAS REVISIONES Y PRUEBAS SEGÚN D10/2013 MINSAL

Fuente:	Fecha:	Correlativo: Hoja 1 de 6
---------	--------	-----------------------------

1. Datos de empresa y profesional facultado que realiza inspecciones y pruebas.					
1	Nombre	Dirección	Comuna	Región	Nº Telefónico
2	Profesional Facultado	Registro	Firma	Datos de Contacto	

2. Datos generales titular y responsables.					
3	Razón Social			RUT	Fecha
4	Dirección	Comuna	Ciudad	Región	Teléfono
5	Responsable Gerencia	Cargo	Teléfono	Correo Electrónico	
6	Responsable Técnico	Cargo	Teléfono	Correo Electrónico	

3. Datos del equipo.					
7	Fuente	Nº Registro	Vencimiento CRPC Vigente (dd/mm/aaaa)	Cert. Vigente emitido por (Nombre/Nº Registro)	
8	Tipo de Equipo	Marca	Modelo	Nº Serie	Año Fabricación
9	Tipo Mecánico	Uso	Tiempo de operación (Horas/Días/Semanas)	Capacidad (m³)	
10	Presión Máx. Trabajo (por fabricación)	Presión de Trabajo Actual	Capacidad de Producción o Potencia	Superficie de Calefacción	Norma de Diseño/Fabricación

Nota:

.....

.....

3.1 Sistema Combustión.					
11	Tipo	Marca	Modelo	Serie	
12	Rango Potencia Mínimo : Máximo	Combustible Principal Tipo : Consumo	Combustibles Alternativos Tipo : Consumo		

3.2 Cuerpo de Presión.					
13	Hogar	Tipo	Cantidad	Diámetro Interno	Espesor : Largo
14	Tubos	Tipo	Diámetro	Largo	Cantidad
15	Plancha Envolvente	Calidad	Diámetro	Largo	Espesor
16	Frontal	Calidad	Espesor	Nota	
17	Válvulas Seguridad	Tipo : Cantidad	Diám. Salida	Capacidad Evacuación	Graduación en Placa : Nota
18	Manómetros (Graduación/Rango/Instalación)	Accesorios de Seguridad (Alarma/Compuerta de Alivio/Tapón Fusible)	Termómetro Gases (Graduación/Rango/Instalación)		Detector Fugas Gas (Cantidad/Accionamiento)
19	Indicadores de Nivel/Llaves de Prueba	Control Automático Nivel de Agua	Detector de Llama	Presóstato/Termostato/Altímetro	

20	Sistema Alimentación de Agua (Cantidad/Capacidad/Potencia)	Estanque de Purga/Estanque de Expansión (Cantidad/Capacidad/Potencia)		
21	Sistema Tratamiento de Agua (Tipo/Capacidad)			
22	Chimenea o Ducto de Gases (Altura/Diámetro)	Gases de Combustión (Temperatura/Velocidad)	Recuperador de Calor	Inyección Forzada de Aire a la Sala Cantidad/Acción
Fuente:		Fecha:		Correlativo: Hoja 2 de 6

4. Revisión interna del equipo.				Fecha	Hora
	Componentes/Partes	Bueno	Malo	Observaciones	
23	Haz Tubular (lado gases)				
24	Cámara Combustión				
25	Placa Espejo Delantera				
26	Placa Espejo Trasera				
27	Tapa Registro de Mano y de Hombre				
28	Refractarios				
29	Visor de Llama				
30	Haz Tubular (lado agua)				
31	Observaciones/Conclusiones				

5. Revisión externa del equipo.				Fecha	Hora
	Componentes/Partes	Bueno	Malo	Observaciones	
32	Manómetro				
	Rango	Resolución		Fecha última calibración	
33	Visor de Nivel				
34	Control de Nivel				
35	Válvulas de seguridad				
36	Presostatos o Termóstato				
37	Sistema Combustión				
38	Chimenea Evacuación Gases				
39	Manifold				
40	Tapón Fusible (en caso de poseer)				
41	Desgasificador				
42	Tablero de Control				
43	Sistema Alimentación Agua				

	Bombas de Alimentación Agua	Presión de Descarga	Caudal	Potencia	H Succión	Tº Alimentación
44	Observaciones/Conclusiones					
					
					
					

Fuente:	Fecha:	Correlativo: Hoja 3 de 6
---------	--------	-----------------------------

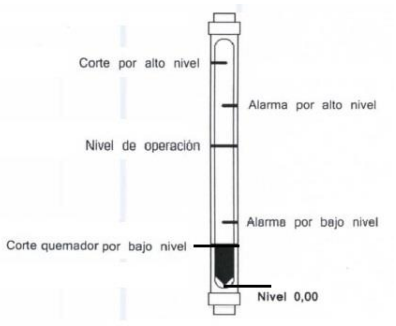
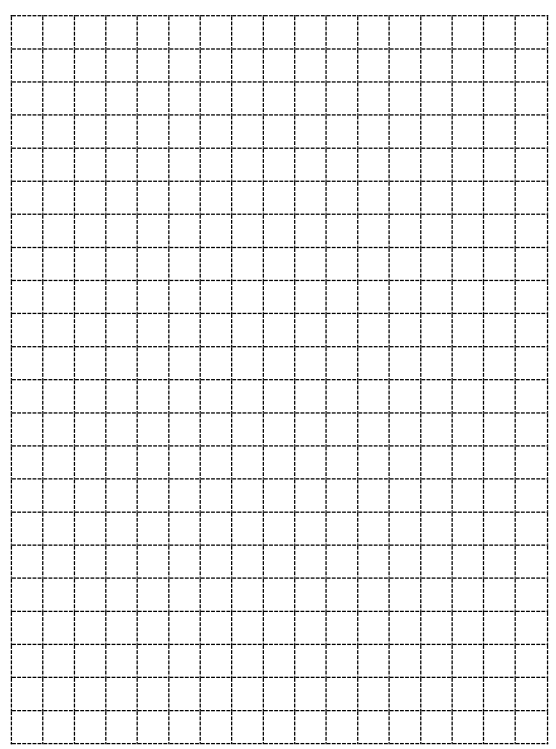
6. Prueba Hidrostática a Cuerpo de Presión.				Fecha	Hora	
45	Presión de Prueba	Resultados			Firma Profesional Facultado	
Manómetro Patrón						
46	Serie	Marca	Certificado Calibración	Rango	Resolución	
47	Temperatura Superficie			Fluido de Prueba/Temperatura		
Gráfico Prueba Hidrostática			Diagrama Equipo			
48	<p>Presión ()</p> <p>Hora Inicio Hora Término</p> <p>Tiempo</p> <p>() ()</p>					
49	Observaciones/Conclusiones					
					
					
					

7. Prueba actuación de válvulas de seguridad y acumulación.				Fecha	Hora
50	Nivel de Potencia	Resultado			Firma Profesional Facultado
51	Presión Máxima de Trabajo (PMT)		6% (PMT)	10% (PMT)	
52	Identificación	Dato Placa	Presión Apertura	Presión	Presión de Regulación

	Válvulas			Estabilización	Cierre	In situ	banco
53	Observaciones/Conclusiones						

Fuente:	Fecha:	Correlativo: Hoja 4 de 6
---------	--------	-----------------------------

8. Inspección Sistema de Control y Seguridad.				Fecha	Hora
	Componentes/Partes	Bu eno	Mal o	Observaciones	
54	Desviación manómetro patrón				
55	Ciclo encendido				
56	Actuación presóstato o termostato				
57	Actuación control nivel agua				
58	Actuación alarma bajo nivel agua				
59	Actuación fotocelda de llama				
60	Otros (1)				
61	Otros (2)				
62	Otros (3)				

9. Nivel de Agua.	
Control de nivel	Diagrama Sistema Alimentación
<p>63</p> 	

64	Observaciones/Conclusiones	
	
	
	
Fuente:	Fecha:	Correlativo: Hoja 5 de 6

10. Inspección Red de Distribución. (Vap. / A.C. / F.T.)		Hora	Fecha
65	Descripción Proceso		
		
		
		
66	Diagrama Proceso		
Identificación Equipos y Redes		Observaciones	
67			
68			
69			
70			
71			
72			
73			
74			
75			
76			
77			
78			
79			
80	Observaciones/Conclusiones		
		
		
		

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El mantenimiento de calderas industriales obedece principalmente a los siguientes objetivos: satisfacer requisitos operacionales, operar con seguridad, optimizar los costos de consumo de combustible, prolongar la vida útil y lograr una adecuada eficiencia energética del equipo. Todo esto apunta a lograr el máximo de disponibilidad de un equipo, considerado crítico en la mayoría de las plantas.

Del término del trabajo de título se establece como primera conclusión el logro de los objetivos planteados en un inicio. Se logró presentar un conocimiento más amplio sobre las nuevas exigencias del Decreto N°10 en comparación con el Decreto Supremo 48. Se incluyó también, la información más completa que se pudo recopilar referente a los tipos de calderas industriales y su clasificación, presentando imágenes de apoyo donde se individualizaron equipos y partes.

Las fallas causadas en las calderas generan pérdidas en las industrias del país, por lo que se debe prestar atención al mantenimiento de estos equipos para reducir el impacto dentro de las empresas que sean afectadas. La identificación de las fallas presentes en las calderas ayuda a tener un conocimiento de la causa y poder evitar a futuro que esta se repita debido a la magnitud de las consecuencias. Las formas de evitar estas fallas deben de considerarse dentro de las actividades de operación y mantenimiento de las calderas y capacitar al personal involucrado para que tenga el criterio adecuado para actuar en caso de observar anomalías durante el servicio.

En el desarrollo de la sección dedicada al plan de mantenimiento se presentó una metodología para la elaboración de un plan basado en RCM, Reliability Centred Maintenance (Mantenimiento Basado en Confiabilidad). Esta técnica presenta algunas ventajas importantes sobre otras técnicas. Ya que se mejora la comprensión del funcionamiento de los equipos, lo que es de suma importancia para detectar las posibilidades de fallo de un equipo y el desarrollo de los mecanismos para tratar de evitarlas.

En última instancia, se dieron a conocer los procedimientos, para llevar a cabo las revisiones y pruebas de acuerdo al actual reglamento de caldera D10/2013 MINSAL, necesarias para otorgar el Informe Técnico que autoriza el funcionamiento de una caldera en nuestro país.

BIBLIOGRAFÍA

JHG Ingeniería Ltda. Reglamento de calderas y generadores de vapor. DS48/84 Minsal [en línea] <<http://w3.jhg.cl/documentos/tecnologia/ds48.pdf> > [consulta: 10 septiembre 2014].

JHG Ingeniería Ltda. aprueba reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua [en línea] <<http://w3.jhg.cl/tecnologia/>> [consulta: 12 septiembre 2014].

CURSO de operadores de calderas de vapor y agua caliente de acuerdo al D10/MINSAL (1º, 2014, Antofagasta, Chile), SQM Salar del Carmen, 2014.

LASARTE, Carlos Luis. Diplomatura Internacional en: inspector integral de condiciones de calderas en servicio. Diplomado (Inspector Integral de Condiciones de Calderas en Servicio). San Nicolás, Argentina. Instituto Argentino de Siderurgia, 2014. 220 h.

ABARCA, Pedro. Descripción de calderas y generadores de vapor [en línea] <<http://www.achs.cl/portal/trabajadores/Capacitacion/>> [consulta: 17 octubre 2014]

AMERICAN Petroleum Institute (Estados Unidos). Código de inspección de recipientes a presión: Inspección, mantenimiento, calificación, reparación, y alteración. API 510. Washington D.C, 2014. 38 p.

THERMAL Engineering Ltda. Calderas, sistemas de agua caliente, mantención de calderas y accidentes en calderas [en línea] <http://www.thermal.cl/prontus_thermal/site/edic/base/port/documentos.html> [consulta: 3 de noviembre 2014].

MESNY, Marcelo. Calderas de vapor, descripción, teoría, manejo y mantenimiento. Argentina, Ediciones Maymar, 1977. 262 p.

CLEAVER-BROOKS Boiler Book (Manual de Caldera) [en línea] <<http://www.cleaverbrooks.com/Reference-Center/Resource-Library/Boiler-Book/Boiler-Book-2005.aspx>> [consulta: 12 noviembre 2014]

TLV Engineering S.A. Fundamentos de vapor [en línea]
<<http://www.tlv.com/global/LA/>> [consulta: 30 noviembre 2014]

ANEXOS

ANEXO A: PLAN DE MANTENIMIENTO DE UNA CALDERA DE SERVICIOS GENERALES COMPLEMENTARIO SEGÚN METODOLOGÍA EXPUESTA EN CAPITULO 3

La planta que se detalla en este plan de mantenimiento, es una planta que proporciona diversos servicios generales para una factoría del sector del automóvil. Los servicios son los siguientes:

- Producción de agua desmineralizada, a partir de una planta de osmosis inversa.
- Producción de energía eléctrica, a partir de un ciclo combinado, compuesto por una turbina de gas de 10 Mw, una caldera de recuperación con postcombustión que produce 60.000 Kg/hr de vapor a 70 Kg/cm² y una turbina de vapor de 5,5 Mw.
- Producción de vapor, para su uso como vapor de proceso.
- Producción de agua fría para refrigeración, a partir de equipos de absorción.
- Producción de aire comprimido, con diversos compresores centrífugos.

Paso 1: Elaboración de la lista de equipos y sistemas funcionales del Área Ciclo Combinado.

Tabla A-1. Lista de equipos y sistemas funcionales área ciclo combinado

Código Equipo	Equipo	Código Sistema Funcional	Sistema Funcional
12ERM	Estación Reguladora de Gas	12ERM-FIL	Sistema de Filtrado
		12ERM-REG	Sistema de regulación de presión
		12ERM-PRC	Sistema de precalentamiento
		12ERM-INS	Sistema de medida
12ETG	Turbina de Gas	12ETG-GAS	Sistema de entrada de gas
		12ETG-ADM	Sistema de aire de admisión
		12ETG-COM	Compresor
		12ETG-COB	Cámara de combustión

Tabla A-1. Lista de equipos y sistemas funcionales área ciclo combinado (continuación)

Código Equipo	Equipo	Código Sistema Funcional	Sistema Funcional
		12ETG-TUR	Turbina
		12ETG-REF	Sistema de refrigeración
		12ETG-LUB	Sistema de Lubricación
		12ETG-INS	Instrumentación
		12ETG-CON	Control
12ER1	Reductor Turbina de Gas	12ER1-ROT	Sistema de engranajes
		12ER1-LUB	Sistema de lubricación
		12ER1-EST	Carcasa y elementos estáticos
		12ER1-INS	Instrumentación
12EG1	Generador Turbina de Gas	12EG1-ROT	Sistema rotor
		12EG1-EST	Sistema estátor
		12EG1-ERT	Sistema de excitación del rotor
		12EG1-EST	Sistema de excitación del estátor (para arranque)
		12EG1-REF	Sistema de refrigeración
		12EG1-INS	Instrumentación
		12EG1-CON	Control
12EK1	Caldera de Recuperación	12EK1-AAL	Sistema de agua de alimentación
		12EK1-ADM	Sistema de aire de combustión
		12EK1-VAP	Sistema de producción de vapor saturado
		12EK1-SOB	Sistema de producción de vapor sobrecalentado
		12EK1-HOG	Hogar
		12EK1-GAS	Sistema de postcombustión
		12EK1-INS	Instrumentación
		12EK1-CON	Control
12ETV	Turbina de Vapor	12ETV-ADM	Sistema de admisión de vapor
		12ETV-LUB	Sistema de Lubricación
		12ETV-ROT	Rotor
12EG2	Generador Turbina de Vapor	12EG2-ROT	Sistema rotor
		12EG2-EST	Sistema estátor
		12EG2-ERT	Sistema de excitación del rotor
		12EG2-EST	Sistema de excitación del estátor (arranque)
		12EG2-REF	Refrigeración

Tabla A-1. Lista de equipos y sistemas funcionales área ciclo combinado (continuación)

Código Equipo	Equipo	Código Sistema Funcional	Sistema Funcional
		12EG2-INS	Instrumentación
		12EG2-CON	Control
12ECN	Condensador	12ECN-TUB	Haces tubulares
		12ECN-EST	Carcasa
		12ECN-INS	Instrumentación
12EEO	Instalación de Vapor de Alta Presión	12EEO-BYP	Sistema By-pass
		12EEO-TUB	Tuberías de conducción
		12EEO-INS	Instrumentación
		12EEO-VAL	Valvulería
12EO1	Instalación de Vapor de Media presión	12EO1-TUB	Tuberías de conducción

Fuente: Organización y gestión integral de mantenimiento

Tabla A-1. Lista de equipos y sistemas funcionales área ciclo combinado (continuación)

Código Equipo	Equipo	Código Sistema Funcional	Sistema Funcional
		12EO1-INS	Instrumentación
		12EO1-VAL	Valvulería
12EO2	Intalacion de Agua Sobrecalentada	12EO2-IMP	Sistema de impulsión
		12EO2-TUB	Sistema de tuberías
		12EO2-INS	Instrumentación
		12EO2-VAL	Valvulería

Fuente: Organización y gestión integral de mantenimiento

Paso 2: Análisis de equipos, criticidad y modelo de mantenimiento

Toda el área, en su conjunto es crítico, pues de él (como sucede en general con todas las plantas de servicios generales) depende la producción.

Analizando la criticidad de la caldera, ésta es crítica, pues a pesar de que existen otras calderas convencionales que pueden suplir la producción de vapor en caso

de necesitarse, es un equipo que funciona de manera preferente y de forma continua, por lo que su parada afecta al plan de producción de la planta y entra por ello dentro de la clasificación de equipos críticos:

Tabla A-2. Análisis de equipos

ANÁLISIS DE EQUIPOS				
Tipo de equipo	Seguridad y medio ambiente	Producción	Calidad	Mantenimiento
A CRÍTICO	La posibilidad de originar un accidente grave es alta.	Su parada afecta al plan de producción y/o a clientes.	Es clave para la calidad del producto.	Alto costo de reparación en caso de avería.
	Necesita revisiones periódicas muy frecuentes (mensuales) por razones de seguridad.			Averías muy frecuentes
	Ha producido accidentes en el pasado, en esta planta o en plantas similares.		Es el causante de un alto porcentaje de rechazos.	Consume una parte importante de los recursos de mantenimiento.

Fuente: Organización y gestión integral de mantenimiento

Analizando ahora cada uno de los sistemas que componen el equipo, llegamos a las siguientes conclusiones referentes a su criticidad y el modelo de mantenimiento aplicable:

Tabla A-3. Criticidad y modelo de mantenimiento aplicable

Código	Descripción	Crit.	Modelo de mant.
12ERM-FIL	Sistema de filtrado	B	Condicional
12ERM-REG	Sistema de reg. de presión	B	Condicional
12ERM-PRC	Sistema de precalentamiento	B	Condicional
12ERM-INS	Sistema de medida	B	Condicional
12ETG-GAS	Sistema de entrada de gas	A	Alta Disponibilidad
12ETG-ADM	Sistema de aire de admisión	A	Condicional
12ETG-COM	Compresor	A	Alta Disponibilidad
12ETG-COB	Cámara de combustión	A	Alta Disponibilidad
12ETG-TUR	Turbina	A	Alta Disponibilidad
12ETG-REF	Sistema de refrigeración	A	Alta Disponibilidad
12ETG-LUN	Sistema de lubricación	A	Alta Disponibilidad
12ETG-INS	Instrumentación	A	Alta Disponibilidad
12ETG-CON	Control	A	Alta Disponibilidad
12ER1-ROT	Sistema de engranajes	A	Alta Disponibilidad
12ER1-LUB	Sistema de lubricación	A	Alta Disponibilidad
12ER1-EST	Carcasa y elem. estáticos	C	Correctivo
12ER1-INS	Instrumentación	A	Sistemático
12EG1-ROT	Sistema rotor	A	Alta Disponibilidad
12EG1-EST	Sistema estátor	A	Alta Disponibilidad
12EK1-GAS	Sistema de postcombustión	A	Alta Disponibilidad
12EK1-INS	Instrumentación	A	Alta Disponibilidad
12EK1-CON	Control	A	Alta Disponibilidad
12ETV-ADM	Sistema de admisión de vapor	A	Alta Disponibilidad
12ETV-LUB	Sistema de lubricación	A	Alta Disponibilidad
12ETV-ROT	Rotor	A	Alta Disponibilidad
12ETV-INS	Instrumentación	A	Alta Disponibilidad
12ETV-CON	Control	A	Alta Disponibilidad
12EG2-ROT	Sistema rotor	A	Alta Disponibilidad
12EG2-EST	Sistema estátor	A	Alta Disponibilidad
12EG2-ERT	Sistema de excitación del rotor	A	Alta Disponibilidad
12EG2-EST	Sistema de excitación del estátor	A	Alta Disponibilidad

Tabla A-3. Criticidad y modelo de mantenimiento aplicable (continuación)

Código	Descripción	Crit.	Modelo de mant.
12EG2-REF	Refrigeración	A	Alta Disponibilidad
12EG2-INS	Instrumentación	A	Alta Disponibilidad
12EG2-CON	Control	A	Alta Disponibilidad
12ECN-TUB	Haces tubulares	A	Alta Disponibilidad
12ECN-EST	Carcasa	A	Correctivo
12ECN-INS	Instrumentación	A	Alta Disponibilidad
12EOO-BYP	Sistema de by-pass	A	Alta Disponibilidad
12EOO-TUB	Tubería de conducción	A	Alta Disponibilidad
12EOO-INS	Instrumentación	A	Sistemático
12EOO-VAL	Valvulería	B	Correctivo
12EO1-TUB	Tuberías de conducción	B	Correctivo
12EO1-INS	Instrumentación	A	Alta Disponibilidad

Fuente: Organización y gestión integral de mantenimiento

Paso 3: Fallos funcionales, técnicos y modos de fallo

En la siguiente tabla se detallan cada uno de los modos de fallo encontrados en la caldera de recuperación del Área Ciclo Combinado. En la primera columna se detalla el equipo que se está analizando, que en este caso siempre será la Caldera de Recuperación. La segunda columna se reserva para cada uno de los sistemas que componen cada equipo. La tercera columna clasifica el tipo de fallo, que puede ser funcional (si impide alcanzar la función del sistema que se analiza) o técnico (si no impide que el sistema cumpla su función pero no lo hace correctamente). En la cuarta columna se detallan los fallos que pueden presentarse, y en la quinta los modos de fallo. La última se reserva para indicar la forma de actuación ante el fallo (a evitar o amortiguar).

Tabla A-4. Fallos funcionales, técnicos y modos de fallo

Equipo	Sistema	Tipo de fallo	Descripción del fallo	Descripción modo de fallo	Clasificación
Caldera Postcom :	Agua alimentación	Funcional	La caldera no recibe agua	Disparo de la protección térmica del motor	A evitar
				Cierre de las válvulas de admisión o impulsión de las bombas	A evitar
		Técnico	Fugas de agua	Rotura de juntas o bridas	A amortiguar
				Poros en tuberías	A amortiguar
Caldera Postcom:	Circuito de aire de combustión	Funcional	Disparo de la caldera por fallo en la compuerta	Desincronización de los finales de carrera de la compuerta	A amortiguar
				Falta de aire en el sistema de accionamiento de la compuerta	A amortiguar
				Fallo en el presostato de presión de aire de accionamiento de la compuerta	A amortiguar
				Caída del silenciador de la chimenea nº1 sobre la compuerta	A evitar
Caldera Postcom:	Circuito de alimentación de gas	Funcional	Presión insuficiente de gas en quemadores	Fallo en el suministro de gas, por parte de la compañía suministradora	A evitar

Tabla A-4. Fallos funcionales, técnicos y modos de fallo (continuación)

Equipo	Sistema	Tipo de fallo	Descripción del fallo	Descripción modo de fallo	Clasificación
				Fallo en la válvula automática de control de rampa de quemadores	A evitar
Caldera Postcom :	Sistema de producción de vapor saturado (Haz tubular interior de la caldera y Domos)	Funcional	Explosión.	Presión en el interior es superior a la que resisten los haces	A evitar
				Tubulares y los domos	A evitar
				Temperatura del vapor en el interior de la caldera debilita el material	A evitar
Caldera Postcom :	Sistema de producción de vapor saturado (haz tubular interior de la caldera y domos)	Técnico	Fuga de vapor interna	Pinchazos en tubos interiores de la caldera	A amortiguar
		Técnico	Fuga de vapor al exterior	Rotura de cristales visores de agua, en el domo superior	A amortiguar
				Fugas de vapor por uniones o husillos de válvulas	A amortiguar

Tabla A-4. Fallos funcionales, técnicos y modos de fallo (continuación)

Equipo	Sistema	Tipo de fallo	Descripción del fallo	Descripción modo de fallo	Clasificación
Caldera Postcom:	Hogar	Técnico	Desprendimiento de material refractario	Desprendimiento de material en hogar y pórticos.	A amortiguar
			Fugas de aire caliente o humos	Fugas por juntas de boca de hombre	A amortiguar
Caldera Postcom:	Sistema de control	Funcional	Parada del autómata	Parada por borrado accidental del programa	A evitar
				Parada por falta de suministro de corriente	A evitar
Caldera Postcom:	Instrumentación	Funcional	Fallo en detectores de llama de quemadores	Rotura de un detector de llama	A evitar
				Fallo electrónico en un detector de llama	A evitar
				Fallo en el cable que conduce la señal hasta el control	A evitar
		Funcional	Fallo en nivostato (interruptor de nivel)	Fallo de funcionamiento del detector	A evitar
				Fallo en el cableado que conduce la señal hasta el control	A evitar
		Funcional	Fallo en controladores de nivel de agua	Fallo de funcionamiento del detector	A evitar
				Fallo del transmisor	A evitar
				Descalibración	A evitar
				Fallo en el cableado que conduce la señal hasta el control	A evitar

Tabla A-4. Fallos funcionales, técnicos y modos de fallo (continuación)

Equipo	Sistema	Tipo de fallo	Descripción del fallo	Descripción modo de fallo	Clasificación
		Funcional	Fallo en el lazo de control de temperatura	Fallo de funcionamiento del detector	A evitar
				Fallo del transmisor	A evitar
				Descalibración	A evitar
				Fallo en el cableado que conduce la señal hasta el control	A evitar
				Descalibración	A evitar
Caldera Postcom:	Sistema de postcombustión	Funcional	El quemador no enciende	Suciedad en el quemador	A evitar
				Fallo en el encendedor o bujía	A evitar
		Técnico	Fugas de gas al exterior	Fugas en los racores de gas	A amortiguar
		Técnico	Mala combustión. Emisión de gases supera los límites permitidos	Suciedad en el quemador	A evitar

Fuente: Organización y gestión integral de mantenimiento

Paso 4: Estudio de medidas a adoptar

En la siguiente tabla se estudian las medidas preventivas a adoptar para evitar o minimizar los efectos de cada uno de los modos de fallo detallados en el cuadro anterior. En la primera columna se indica el modo de fallo. La segunda columna recoge las tareas de mantenimiento que se han considerado aplicables. En la siguiente tabla se detallan posibles mejoras que podrían realizarse en la instalación. La cuarta columna detalla las indicaciones que habría que realizar al personal de producción. Y la quinta y última columna, las instrucciones de mantenimiento que habría que aplicar o mejorar.

Tabla A-5. Estudio de medidas a adoptar

Modo de fallo	Medidas preventivas			
	Tareas de mantenimiento	Mejoras	Procedimientos de producción	Procedimientos de mantenimiento
Cierre de las válvulas de admisión o impulsión de las bombas.			Indicar en el procedimiento de arranque de bombas que hay que comprobar la apertura de las válvulas de admisión e impulsión de las bombas.	
Rotura de juntas o bridas.	Inspección visual de fugas en juntas y bridas (diario).		Control constante de la composición química del agua	
Poros en tuberías.	Inspección visual de fugas en tuberías (diario).		Control constante de la composición química del agua.	
Falta de aire comprimido en el sistema de accionamiento de la compuerta.	Comprobar la presión de aire (diario).			
Fallo en el presostato de presión de aire de accionamiento de la compuerta.			Sustitución del presostato por otro estanco, preparado para el trabajo en exteriores.	
Caída del silenciador de la chimenea n°1 sobre la compuerta.	Inspección de posibles grietas o fallos en la estructura que soporta el silenciador (anual).			Desarrollar procedimiento de soldadura específico.

Tabla A-5. Estudio de medidas a adoptar (continuación)

Modo de fallo	Medidas preventivas			
	Tareas de mantenimiento	Mejoras	Procedimientos de producción	Procedimientos de mantenimiento
Fallo en el suministro de gas, por parte de la compañía suministrado-ra.		Si es posible, buscar dos suministradores de gas.		
Fallo en la válvula automática de control de rampa de quemadores.				
Fallo en el suministro de gas de la compañía suministrado-ra.		Si es posible, buscar dos suministradores de gas.		
Fallo en el suministro de gas, por parte de la compañía suministrado-ra.		Si es posible, buscar dos suministradores de gas.		
Fallo en la válvula automática de control de rampa de quemadores.				
Las tuberías no pueden dilatarse tanto como precisan (la dilatación está impedida de alguna manera).	Inspección visual de tuberías, tanto en frío como en caliente (diario). Inspección visual de los absorvedores de dilataciones (juntas de dilatación) (diario)	Asegurar en el diseño que las tuberías disponen de mecanismos para facilitar las dilataciones contracciones debidos a los cambios de temperatura.	En el procedimiento de arranque, debe indicarse que la válvula principal de salida de vapor de la caldera debe abrirse poco a poco.	

Tabla A-5. Estudio de medidas a adoptar (continuación)

Modo de fallo	Medidas preventivas			
	Tareas de mantenimiento	Mejoras	Procedimientos de producción	Procedimientos de mantenimiento
Fugas en uniones de tuberías.	Inspección visual del circuito (diario).	En el procedimiento de arranque, debe indicarse que la válvula principal de salida de vapor de la caldera debe abrirse poco a poco.		Seguir los procedimientos de soldadura que mejor se adapten a cada situación. Las soldaduras en tuberías a presión deben ser realizadas tan solo por soldadores homologados.
Fugas por husillos de válvulas.	Inspección visual del circuito (diario).			
Presión en el interior es superior a la que resisten los haces tubulares y domos.	Comprobar el buen funcionamiento y tarado de las válvulas de seguridad (anual). Comprobar el buen funcionamiento y tarado de los presostatos de alarma (anual). Comprobar el buen funcionamiento y tarado de los presostatos de disparo (anual). Comprobar el buen funcionamiento y tarado del flujostato (anual).			

Tabla A-5. Estudio de medidas a adoptar (continuación)

Modo de fallo	Medidas preventivas			
	Tareas de mantenimiento	Mejoras	Procedimientos de producción	Procedimientos de mantenimiento
Temperatura del vapor en el interior de la caldera debilita el material.	Comprobar el buen funcionamiento y tarado de los termostatos de alarma y disparo de caldera (anual).			
Pinchazo en tubos interiores de la caldera.	Análisis químicos del agua de caldera. Dosificación de reactivos según indiquen los análisis (diario).	Introducir en la caldera sistemas de análisis on-line del agua (especialmente pH y desoxigenante)		
Rotura de cristales visores de agua, en el domo superior.	Inspección visual de fugas por cristales de visores de nivel de agua (diario).	Estudiar el tipo de cristal que mejor se adapta a las características de la caldera.	Indicar en los procedimientos de montaje y desmontaje de los visores, el par de apriete de tornillos de los visores.	
Fugas de vapor por juntas de bocas de hombre.	Inspección visual de fugas por bocas de hombre (diaria).			Cambiar siempre la junta de la boca de hombre siempre que se intervenga en la caldera.
Desprendimiento de material en hogar y pórticos.	Inspeccionar el estado del refractario, especialmente en la zona de quemadores. Reponer refractario donde sea necesario (anual).			

Tabla A-5. Estudio de medidas a adoptar (continuación)

Modo de fallo	Medidas preventivas			
	Tareas de mantenimiento	Mejoras	Procedimientos de producción	Procedimientos de mantenimiento
Parada de la caldera por borrado accidental del programa.	Realizar un chequeo del sistema (anual). Comprobar que se posee una copia de seguridad del programa (anual).	Instalar fuente de alimentación ininterrumpida para el autómata de la caldera.		
Parada por falta de suministro de corriente.		Instalar fuente de alimentación ininterrumpida para el autómata de la caldera.		
Rotura de un detector de llama.	Comprobar el funcionamiento de los detectores (diario).			Formar al personal de mantenimiento para realizar cambios de detectores de llama.
Fallo electrónico en el detector de llama.	Comprobar el funcionamiento de los detectores (diario).			
Fallo de funcionamiento de un interruptor de nivel (nivostato).	Comprobar el funcionamiento del nivostato (diario).			
Fallo en el cableado que conduce la señal del nivostato hasta el control.	Comprobar el funcionamiento del nivostato (anual).			

Tabla A-5. Estudio de medidas a adoptar (continuación)

Modo de fallo	Medidas preventivas			
	Tareas de mantenimiento	Mejoras	Procedimientos de producción	Procedimientos de mantenimiento
Fallo de funcionamiento del detector de nivel de agua del calderín superior.	Comprobar el funcionamiento del detector de nivel, comparándolo con el nivel visual. En caso de divergencia, desmontar y/o sustituir nivostato (mensual). Limpieza de tuberías del nivostato, por purga con vapor (mensual).			
Fallo del transmisor de nivel de agua del calderín superior.	Comprobar el funcionamiento del detector de nivel, comparándolo con el nivel visual. En caso de divergencia, desmontar y/o sustituir nivostato (mensual).			
Descalibración del lazo de control de nivel de agua.	Calibrar el lazo de control del nivel de agua (anual).			
Fallo de funcionamiento de los detectores de temperatura.	Anotar temperaturas de las zonas de referencia. Ante cualquier divergencia o valor extraño, comparar el valor con el obtenido con un termómetro por infrarrojos calibrado. Sustituir, calibrar o reparar, según convenga (diario).			
Fallo de los transmisores de temperatura.	Anotar temperaturas de las zonas de referencia.			

Tabla A-5. Estudio de medidas a adoptar (continuación)

Modo de fallo	Medidas preventivas			
	Tareas de mantenimiento	Mejoras	Procedimientos de producción	Procedimientos de mantenimiento
Descalibración del lazo de control de temperatura.	<p>Anotar temperaturas de las zonas de referencia. Ante cualquier divergencia o valor extraño, comparar el valor con el obtenido con un termómetro por infrarrojos calibrado.</p> <p>Sustituir, calibrar o reparar, según convenga (diario).</p> <p>Calibrar lazos de temperatura (anual).</p>			
Fallo en el cableado que conduce las señales de temperatura hasta el control.	<p>Anotar temperaturas de las zonas de referencia. Ante cualquier divergencia o valor extraño, comparar el valor con el obtenido con un termómetro por infrarrojos calibrado.</p> <p>Sustituir, calibrar o reparar, según convenga (diario).</p>			
Fallo de funcionamiento de los detectores de presión.	<p>Anotar presiones de las zonas de referencia. Ante cualquier divergencia o valor extraño, comprobar el lazo de presión. Sustituir, calibrar o reparar, según convenga (diario).</p>			

Tabla A-5. Estudio de medidas a adoptar (continuación)

Modo de fallo	Medidas preventivas			
	Tareas de mantenimiento	Mejoras	Procedimientos de producción	Procedimientos de mantenimiento
Descalibración del lazo de control de presión.	Anotar presiones de las zonas de referencia. Ante cualquier divergencia o valor extraño, comparar el lazo de presión. Sustituir, calibrar o reparar, según convenga (diario). Calibrar lazos de presión (anual).			
Fallo en el cableado que conduce las señales de presión hasta el control.	Anotar presiones de las zonas de referencia. Ante cualquier divergencia o valor extraño, comparar el lazo de presión. Sustituir, calibrar o reparar, según convenga (diario). Inspección visual de cableado (diario).			
Fallo en el ignitor o bujía.	Limpieza y ajuste del ignitor (anual). Limpieza y ajuste de bujías de encendido (anual).			
Fugas en los racores de gas.	Inspección visual de la entrada de gas a quemadores. En caso de detectarse olor a gas, salir inmediatamente de la zona y avisar para la parada inmediata de la caldera y el corte (diario).			

Fuente: Organización y gestión integral de mantenimiento

Paso 5: Plan de mantenimiento

El plan de mantenimiento desarrollado para la caldera de postcombustión a partir del análisis anterior sería el siguiente:

Tareas a realizar a diario:

- Comprobar ausencia de vibraciones y ruidos extraños.
- Inspección visual de fugas en juntas y bridas.
- Inspección visual de fugas en tuberías.
- Comprobar la presión de aire.
- Inspección visual de ausencia de alarmas.
- Análisis químico del agua de la caldera. Dosificación de reactivos según indiquen los análisis.
- Inspección visual de fugas por cristales de visores de nivel de agua.
- Inspección visual de fugas por bocas de hombre.
- Comprobar el buen funcionamiento de los detectores de llama.
- Anotar temperaturas de las zonas de referencia. Ante cualquier divergencia o valor extraño, comparar el valor con el obtenido con un termómetro por infrarrojos calibrado. Sustituir, calibrar o reparar, según convenga.
- Anotar presiones de las zonas de referencia. Ante cualquier divergencia o valor extraño, comprobar el lazo de presión. Sustituir, calibrar o reparar, según convenga.
- Inspección visual del cableado de señales.
- Inspección visual de la entrada de gas a quemadores. En caso de detectarse olor a gas, salir inmediatamente de la zona y avisar para parar el suministro de gas, para la parada inmediata de la caldera y búsqueda de fugas.

Tareas a realizar mensualmente:

- Comprobar el funcionamiento del detector de nivel, comparándolo con el nivel visual. En caso de divergencia, desmontar y/o sustituir nivostato.
- Engrase de rodamientos de motor y bomba.
- Medición del consumo de corriente eléctrica del motor (pinza amperimétrica).
- Análisis de vibraciones en motor y bomba.
- Comprobar la limpieza del ventilador trasero del motor. Limpiar si es necesario.

- Comprobar el correcto funcionamiento de la bomba que se encuentra en reserva, poniéndola en marcha periódicamente.
- Inspección visual de los finales de carrera de la compuerta.
- Limpieza de tuberías del nivostato, por purga con vapor.
- Comprobar la composición de los humos de caldera (NOx, NO, CO2 y O2).
- Comprobar el rendimiento de la combustión, antes y después de la caldera.
- Ajustar el exceso de aire.

Tareas a realizar anualmente:

- Comprobación de la alineación de motor y bomba.
- Ajuste del relé térmico de disparo del motor.
- Limpieza de los finales de carrera con limpiacontactos.
- Inspección de posibles gritas o fallos en la estructura que soporta el silenciador.
- Comprobar el buen funcionamiento y tarado de las válvulas de seguridad.
- Comprobar el buen funcionamiento y tarado de los presostatos de alarma.
- Comprobar el buen funcionamiento y tarado de los presostatos de disparo.
- Comprobar el buen funcionamiento del sistema de “hombre muerto”.
- Comprobar el buen funcionamiento y tarado del flujostato.
- Comprobar el buen funcionamiento y tarado de los termostatos de alarma y disparo de caldera.
- Inspecciona el estado del refractario, especialmente en la zona de quemadores. Reponer refractario donde sea necesario.
- Realizar termografía de la caldera, para detectar posibles fugas de calor en el hogar.
- Realizar un chequeo del programa de control (software).
- Comprobar que se posee una copia de seguridad del programa.
- Comprobar el funcionamiento del nivostato.
- Calibrar el lazo de control de nivel de agua.
- Calibrar lazos de temperaturas.
- Limpieza y ajuste del quemador
- Limpieza y ajuste del ignitor.

Es necesario recordar que el plan de mantenimiento una de las consecuencias que se extraen del análisis de fallos, pero que además de este plan es necesario:

- Realizar todas las modificaciones propuestas en dichos análisis.
- Poner en práctica las modificaciones en los procedimientos de trabajo de producción.
- Poner en práctica las modificaciones en los procedimientos de trabajo de mantenimiento.

**ANEXO B: EJEMPLO DE MEMORIA DE CÁLCULO DE CALDERA
PIROTUBULAR**

INDIVIDUALIZACION DE LA CALDERA

FABRICANTE	: VAPOR INDUSTRIAL S.A.
TIPO	: Piro tubular, horizontal 3 pasos
AÑO DE FABRICACION	: 2001
NUMERO DE LA CALDERA	: 2000131
PRESION DE DISEÑO	: 9 kg/cm ²
PRESION DE PRUEBA	: 13,5 kg/cm ²
SUPERFICIE DE CALEFACCION	: 124 mts
PRODUCCION DE VAPOR	: 4232 kg/hr.
COMBUSTIBLE	: Gas Natural / Petróleo N°2

CALIDAD DE LOS ACEROS

MANTO	: A-515 Gr.70
PLACAS TUBULARES	: A-515 Gr.70
CAMARA HUMEDA	: A-515 Gr.70
FOGON	: A-515 Gr.70
CAJAS DE HUMO	: A-36
TUBOS	: St. 35,8 DIN 17.175
ESTAYES	: SAE 1020

ESPEORES DE LA PLANCHA

MANTO	: 12 mm
PLACAS TUBULARES	
DELANTERA/TRASERA	: 14 mm
PLACAS CAMARA HUMEDA	: 12 mm
MANTO CAMARA HUMEDA	: 14 mm
FOGON	: 14 mm
ESTAYES	: 25,4 mm

MEMORIA DE CÁLCULO

(SEGÚN "ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE SECTION I" EDICION 1995)

MANTO Y PLACAS TUBULARES DELANTERA Y TRASERA

Fórmula:

$$t = \frac{P \times D}{2 (S \times E) + (y \times P)} + C$$

En que:

- D = Diámetro exterior del manto.
- P = Presión máxima de trabajo.
- S = Fatiga admisible.
- y = Coeficiente ASME, según PG-27.4, nota 4
- E = Eficiencia, según PG-27.4, nota 1
- C = Tolerancia mínima para estabilidad estructural, según PG-27.4, nota 3
- t = Espesor del manto.

- D = 2284 mm.
- P = 9 kg/cm²
- S = 1400 kg/cm²
- y = 0,4
- E = 0,9
- C = 0 mm.
- t =

$$t = \frac{9 \times 2284}{2 (1400 \times 0,9) + (0,4 \times 9)} + 0$$

t = 8,145 mm.

Se utilizó plancha de 12 y 14 mm. Espesor para manto y placas tubulares delantera y trasera.

PLACAS CAMARA HUMEDA

$$t = \frac{P \times D}{2 (S \times E) + (y \times P)} + C$$

- t = Espesor de las placas tubulares.
D = Diámetro de la placa.
P = Presión máxima de trabajo.
S = Fatiga admisible.
y = Coeficiente ASME, según PG-27.4, nota 4
E = Eficiencia, según PG-27.4, nota 1
C = Tolerancia mínima para estabilidad estructural, según PG-27.4, nota 3

- D = 1540 mm.
P = 9 kg/cm²
S = 1400 kg/cm²
y = 0,4 kg/cm²
E = 0,9
C = 0

$$t = \frac{9 \times 1540}{2 (1400 \times 0,9) + (0,4 \times 9)} + 0$$

t = 5,49 mm.

Se utilizó plancha de 12 mm de espesor.

FOGÓN

$$Pa = \frac{4 \times B}{3 \left[\frac{Do}{t} \right]}$$

Pa = Presión admisible para el espesor del fogón.

P = Presión de diseño.

B = Factor determinado desde gráficos en ASME SECTION II, Part D, Subpart 3, según material y temperatura de diseño.

Do = Diámetro exterior del fogón.

L = Longitud del fogón entre placas tubulares.

t = Espesor del fogón.

L' = Distancia entre anillos de refuerzos (cuando se requieren).

t° = Temperatura de diseño.

P = 9 kg/cm²

Do = 938 mm.

L = 3499 mm.

t = 14mm.

L' =

t° = 700 °F

$$\frac{Do}{t} = \frac{938}{14} = 67$$

$$\frac{L}{Do} = \frac{3499}{938} = 3.73$$

Con estos valores se encuentra en grafico Fig. G el factor:

$$A = 6 \times 10^{-2}$$

Con este valor de A, y del grafico CS-2, se obtiene:

B = 7000 (PSI)

Aplicando la fórmula:

$$Pa = \frac{4 \times B}{3 \left[\frac{Do}{t} \right]}$$

$$Pa = \frac{4 \times 7000}{3 \times 67} = 139 \text{ PSI}$$

Pa = 9,79 kg/cm²

Pa = 9,79 kg/cm² > P = 9 kg/cm²

MANTO CAMARA HÚMEDA

$$Pa = \frac{4 \times B}{3 \left[\frac{Do}{t} \right]}$$

Pa = Presión admisible para el espesor del fogón.

P = Presión de diseño.

B = Factor determinado desde gráficos en ASME SECTION II, Part D, Subpart 3, según material y temperatura de diseño.

Do = Diámetro exterior de la cámara húmeda.

L = Longitud de la cámara húmeda.

t = Espesor del manto de la cámara húmeda.

t° = Temperatura de diseño.

P = 9 kg/cm²

Do = 1568 mm.

L = 630 mm.

t = 14 mm.

t° = 700 °F

$$\frac{Do}{t} = \frac{1568}{14} = 112$$

$$\frac{L}{Do} = \frac{606}{1568} = 0,386$$

Con estos valores se encuentra en grafico Fig. G el factor:

$$A = 3,2 \times 10^{-2}$$

Con este valor de A, y del grafico CS-2, se obtiene:

$$B = 11.000 \text{ (PSI)}$$

Aplicando la fórmula:

$$Pa = \frac{4 \times B}{3 \left[\frac{Do}{t} \right]}$$

$$Pa = \frac{4 \times 11.000}{3 \times 112} = 130,82 \text{ PSI}$$

$$Pa = 9,2 \text{ km/cm}^2 > P = 9 \text{ kg/cm}^2$$

PLACAS CAMARA HÚMEDA

$$V \geq \frac{1}{2} (2 dD + d^2)^{\frac{1}{2}}$$

$$Pa = 1898,73 \times \frac{t (D - d)}{W \times D}$$

D = Distancia horizontal entre centros de filas adyacentes de tubos.

d = Diámetro interior del tubo.

t = Espesor propuesto de la placa.

W = Profundidad de la cámara húmeda.

P = Presión de trabajo.

V = Distancia vertical entre centros de hileras adyacentes de tubos.

Pa = Presión admisible sobre la placa (debe ser igual o mayor que la presión de trabajo P).

$$D = 86 \text{ mm.}$$

$$d = 57,7 \text{ mm.}$$

$$t = 14 \text{ mm.}$$

$$W = 606 \text{ mm.}$$

$$P = 8 \text{ kg/cm}^2.$$

$$V \geq \frac{1}{2} (2 \times 57,7 \times 86 + (57,7)^2)^{\frac{1}{2}}$$

$$V \geq 57 \text{ mm.}$$

Se utiliza $V = 75 \text{ mm}$

$$Pa = 1898,73 \times \frac{14 (86 - 57,7)}{606 \times 86}$$

$$Pa = 14,43 \text{ kg/cm}^2$$

Se cumple que $Pa = 14,43 \text{ kg/cm}^2 \geq P = 8 \text{ kg/cm}^2 \geq 9 \text{ kg/cm}^2$

PASO MAXIMO DE LOS ESTAYES

$$p = \left(\frac{t^2 \times S \times C}{P} \right)^{1/2}$$

En que:

p = Paso máximo de los estayes (distancia entre ejes).

P = Presión máxima de trabajo.

t = Espesor de la plancha.

S = Fatiga admisible de la plancha.

C = Coeficiente ASME 2.2 para estayes soldados, en placas de espesor igual o superior a 7/16" = 11,11 mm.

P = 9 kg/cm²

t = 12 mm

S = 1400 kg/cm²

$$p = \left(\frac{12^2 \times 1400 \times 2.2}{9} \right)^{1/2}$$

p = 221 mm

Se utilizó un paso de 210 mm

**ANEXO C: FORMULARIO PARA AVISAR REVISIONES Y PRUEBAS A
SEREMI E INFORMES TÉCNICOS**



FORMULARIO PARA AVISAR A SEREMI DE SALUD MATERIA QUE INDICA
(Art. 76 D.S. 10 / 2012 MINSAL)

**REVISIONES Y PRUEBAS DE CALDERAS, AUTOCLAVES, EQUIPOS QUE UTILIZAN
VAPOR DE AGUA, ACCESORIOS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN**

1.- DIRIGIDO A: COORDINACIÓN UNIDAD DE SALUD OCUPACIONAL DE LA SEREMI DE SALUD										
Funcionario	JUAN MANUEL SILVA			Correo Electrónico	avirevp@redsalud.gob.cl					
2.- PROPIETARIO DEL EQUIPO										
Rut	91.637.000-8		Razón social o personal natural	LABORATORIO RECALCINE S.A.						
Dirección	AVDA. CARRASCAL N° 5650			Comuna	QUINTA NORMAL					
Teléfono Fijo	97002985	Teléfono Celular		Correo Electrónico	gfuentalba@difrecalcine.cl					
3.- PROFESIONAL FACULTADO										
Rut	10.410.748-6		Nombre	ALEJANDRO ARRATIA GALLARDO						
Dirección	JOSÉ DOMINGO CAÑAS N° 2802			Comuna	ÑUÑO A					
Teléfono	2 2714 3303	Registro N°	74/01	Seremi de Salud	REGIÓN METROPOLITANA					
4.- OBJETO DE REVISIONES Y PRUEBAS										
Caldera de vapor	Registro N°	Autoclave	Registro N°	Caldera de Calefacción	X	Registro N°	CA-4882			
Caldera de fluido térmico	Registro N°	Equipos que utilizan vapor de agua		Revisiones de redes de distribución de vapor, sus componentes y accesorios						
Circuito principal de calefacción, componentes y accesorios										
ANEXA COPIA DE CERTIFICADO O INFORME TÉCNICO DE REVISIONES Y PRUEBAS ANTERIOR							Si x	No		
5.- PROGRAMACIÓN										
MATERIA (*)	MOTIVO DE LA REVISIÓN Y/O PRUEBAS (**)			DÍA/MES/AÑO	HORA INICIO – HORA TERMINO					
Revisión externa	Vencimiento revisión			06-06-15	9:00 – 9:30					
Revisión interna	Vencimiento revisión			06-06-15	9:30 – 10:00					
Prueba hidrostática	-			-	-					
Prueba de la (s) válvula (s) de seguridad (calderas, autoclaves, equipos, redes y circuitos)	Vencimiento revisión (Válvula de Alivio)			06-06-15	10:00 – 10:30					
Prueba de termostato	Vencimiento revisión			06-06-15	10:30 – 11:00					
Pruebas Especiales	-			-	-					
Fecha de envío del fax al SESMA	-			-	-					
Fecha de recepción en Sub-Departamento	-			-	-					
NOTAS: (*) PARA REVISIONES QUE PUEDEN ABARCAR JUSTIFICADAMENTE VARIOS DIAS ANEXAR PROGRAMACIÓN CON CARTA GANTT (**) TÉRMINO DE INSTALACIÓN – TÉRMINO DE INTERVENCIÓN – REVISIÓN DE LOS TRES AÑOS – OTROS A INDICAR										

Declaro estar en conocimiento de D.S. N° 10/2012 de MINSAL y conforme a art. N° 76 aviso a la autoridad sanitaria de las revisiones y pruebas a realizar. En caso de suspender el trabajo, se comunicará el o los motivos, con a lo menos 5 horas anticipadas a la hora programada.

Fecha: 29 /05 /2015


Firma del Propietario o Usuario
GUILLERMO FUENTEALBA M.
 Jefe de Mantenimiento
 Corporación Recalcine

Figura C-1. Formulario para avisar revisiones y pruebas a SEREMI

18717

Página 1 de 3

Revisión	Fecha emisión	Responsable
0	18/05/15	AAG



Número relativo: JHG-067-130515-4900-CC-RECALCINE

Alejandro Arratia Gallardo
N° Registro 74/2001
Seremi de Salud Región Metropolitana

Fecha: 18/05/15

INFORME TÉCNICO INDIVIDUAL

"CONDICIONES GENERALES DE INSTALACIÓN, REVISIONES Y PRUEBAS DE LAS CONDICIONES DE SEGURIDAD DE LAS CALDERAS DE CALEFACCIÓN Y CALDERAS DE FLUIDO TÉRMICO, SUS COMPONENTES, ACCESORIOS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN"

1.- PROPIETARIO DEL EQUIPO			
RUT	91.637.000-8	Razón social o personal natural	Laboratorio Recalcine S.A
Dirección	Av. Carrascal N° 5650		Comuna
Teléfono Fijo	2 2714 3303	Teléfono Celular	9474 2065
		Correo Electrónico	Quinta Normal cmillar@difrecalcine.cl halvarado@difrecalcine.cl

2.- DATOS TÉCNICOS (individualizar equipo sometido a revisiones y pruebas)							
2.1.- CALDERA DE CALEFACCIÓN (*)						Registro	4900-CC
Marca	Heat Master	Modelo	ACV 101	Año fabricación	2004	Horas funcionamiento diario	24
Número de fábrica	246	Volumen de agua del equipo (l)	68	Quemador Marca/modelo	ACV/BG 2000-M/101		
Combustible principal/consumo	Gas Licuado/8 (kg/h)	Combustible alternativo/consumo	--	Potencia eléctrica (kW) (equipo eléctrico)	110		
NOTA (*): PARA CALDERA DE CALEFACCIÓN CON VAPOR DE AGUA A PRESIÓN INFERIOR A 0,5 kg/cm ² UTILIZAR EN ESTE ÍTEM, PAUTA INFORME TÉCNICO INDIVIDUAL PARA CALDERA DE VAPOR							

2.2.- CALDERA DE FLUIDO TÉRMICO							
Marca	N/A	Modelo	N/A	Año fabricación	N/A	Horas funcionamiento diario	N/A
Número de fábrica	N/A	Material de fabricación	N/A	Tipo de fluido/volumen	N/A	Quemador Marca/modelo	N/A
Combustible principal/consumo	N/A	Combustible alternativo/consumo	N/A	Potencia eléctrica (kW) (equipo eléctrico)	N/A		

3.- OPERADORES			
NOMBRE COMPLETO	R.U.N.	NÚMERO CERTIFICADO	COMPETENCIA
Adolfo Rodrigo Muñoz Mora	10.668.969-5	302/2015	Operador de calderas de vapor de baja, mediana y alta presión.

Revisión	Fecha emisión	Responsable
0	18/05/15	AAG

4.- RESULTADO DE LAS REVISIONES Y PRUEBAS REALIZADAS A CALDERAS DE VAPOR PRINCIPAL			
MATERIA (*)	FECHA	CONFORMIDAD	NO CONFORMIDAD-CAUSALES-OBSERVACIONES
Revisión externa	13/05/15	La caldera y sus accesorios se verifican operativos para normal funcionamiento, condiciones conformes al reglamento, sin observación de anomalías.	La sala de la caldera debe contar con un sistema que permita retener o canalizar cualquier fuga de fluido. Quemador requiere mantenimiento.
Revisión interna	13/05/15	Conforme. Sin observación de anomalías.	Sin observaciones.
Verificación del funcionamiento de válvulas de alivio o de seguridad	13/05/15	La caldera cuenta con una válvula de alivio conectada al cuerpo. Presión de apertura 3,1 (kg/cm ²), prueba in situ. Segunda válvula de sistema de alivio con presión de apertura de 6,1 (kg/cm ²).	Válvulas de seguridad con acumulación de sales, corrosión y residuos en cuerpo interior, requieren mantenimiento y/o reemplazo. Cuenta con una válvula de seguridad de 3,1 (kg/cm ²) para circuito de agua caliente y de 7,1 (kg/cm ²) para circuito agua reposición.
Verificación del funcionamiento de termostato	13/05/15	Termostato operativo. Detiene a 72°C con respecto al termostato digital patrón JHG set point 71,1°C. Desviación equivalente al 1,4% inferior a 5 %.	Sin observaciones.
Revisión del circuito de calefacción, componentes y accesorios	13/05/15	--	Recalcine S.A compromete Carta Gantt para la normalización de las brechas detectadas según levantamiento realizado en el mes de Noviembre de 2014, en comparación con el Decreto 10 MINSAL 2012.
Pruebas especiales	N/A	N/A	N/A

NOTA (*) PARA CALDERA DE VAPOR CON PRESION INFERIOR A 0,5 kg/cm² UTILIZAR EN ESTE ITEM PAUTA DE CALDERA DE VAPOR (Nº 6)

5.- CONDICIONES GENERALES DE LA INSTALACIÓN
<p>Cumplimiento Título III, Párrafo I: El emplazamiento de la caldera de calefacción, en términos generales, cumple con las exigencias establecidas en el reglamento. Queda pendiente por modificar (acorde a D10) sistema para fuga del fluido, la señalización de la dirección de los fluidos calientes y fríos, implementar un alumbrado de emergencia y una señalética alusiva a maniobras de puesta en marcha, detención y emergencia.</p> <p>Cumplimiento Título III, Párrafo II: La caldera de calefacción 4900-CC cuenta con los accesorios de observación, seguridad y control automático exigidos por el reglamento. Deben reemplazar las válvulas de seguridad.</p>

6.- CONCLUSIONES	
FECHA	ESTADO
13/05/15	<p>CONFORMIDAD:</p> <p>El conjunto comprendido por la caldera de calefacción, el circuito, los componentes, su emplazamiento, el sistema de combustión y accesorios del sistema, se encuentra en conformidad a los requisitos indicados en la normativa vigente.</p> <p>Este informe tiene validez siempre que el equipo identificado y sus componentes no sean intervenidos con motivo de alguna reparación, reformación y/o transformación realizada posteriormente, o bien ante daños evidentes como consecuencia inmediata de un terremoto u otros esfuerzos mecánicos imprevistos</p> <p>Vigencia de revisiones y pruebas realizadas es de tres años, fecha de vencimiento: 13 de Mayo de 2018.</p>
13/05/15	<p>NO CONFORMIDAD:</p> <p>Queda pendiente la implementación a la brevedad de las siguientes mejoras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Contar con operador certificado como "operador de caldera de calefacción" ante la autoridad sanitaria. - Reemplazar las válvulas de alivio del cuerpo de presión. - Realizar mantenimiento a válvula de corte. - Habilitar Libro de Vida. - Señalizar el sentido de flujo con flecha color rojo para la salida de agua y con flecha azul para la entrada de agua. - Demarcar en termómetro temperatura máxima de trabajo con línea roja indeleble. - Confección e instalación de carteles que describan la puesta en marcha, detención y maniobras en caso de emergencia de la caldera. - Conexión para manómetro patrón. - Habilitar placa que contenga nombre del fabricante, número de fabricación, superficie de calefacción, combustible, número de registro y presión máxima de trabajo. - Colocar alumbrado de emergencia en el emplazamiento de la sala de caldera. <p>Plazo para implementación es de 30 días hábiles a contar de las fechas de ingreso de este informe al SEREMI de salud.</p>

Revisión	Fecha emisión	Responsable
0	18/05/15	AAG

Nº correlativo: JHG-067-130515-4900-CC-RECALCINE



Alejandro Afratía Gallardo N° Registro 074/2001
Firma del Profesional facultado

JHG INGENIERÍA LTDA.
Rut: 78.599.920-7
José Dgo. Cañas 802 Nuñoa
Fono: 274 4377 Fax: 225 2648

Figura C-2. Informe Técnico Individual de una caldera