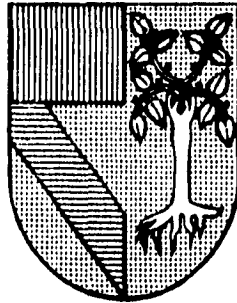


308917
26
23

UNIVERSIDAD PANAMERICANA

ESCUELA DE INGENIERIA

Con estudios incorporados a la Universidad Nacional Autónoma de México



**GUIA PARA LA EVALUACION DEL RIESGO DE CALDERAS
EN UNA COMPAÑIA DE SEGUROS**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
AREA: INGENIERIA INDUSTRIAL
P R E S E N T A
SALVADOR GOMEZ PADILLA
DIRECTOR: ING. ALFREDO GONZALEZ RUIZ

MEXICO, D. F.

1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

PAGINA

INTRODUCCION	1
CAPITULO 1 GENERALIDADES DE CALDERAS.	
1.1 El uso del vapor en la Industria	3
1.2 Terminología	3
1.3 Características de los estados de vapor	11
1.4 Combustibles	14
1.5 La Combustión	18
1.6 Diferencias sustanciales entre los tipos de calderas	27
1.7 Cómo elegir una caldera	28
CAPITULO 2 CALDERAS DE GRAN VOLUMEN DE AGUA O PIROTUBULARES	
2.1 Calderas de Fogón Tubular	31
2.2 Calderas de Tubos de Humo	34
2.3 Tipos Especiales	36
CAPITULO 3 CALDERAS ACUOTUBULARES	
3.1 Características Generales y Factores de Riesgo	38
3.2 Principios de Métodos de Trabajo	38
3.2.1 El Principio de la Circulación Natural	39
3.2.2 El Principio de la Circulación Forzada	39
3.2.3 El Principio del Paso Continuo	39
3.3 Tipos de Calderas Acuotubulares	39
3.3.1 Calderas de Tubos Inclinados	40

3.3.2 Calderas de Tubos Verticales	40
3.3.2.1 Calderas especiales acuotubulares	
tipo "E.R.K."	41
3.3.2.2 Calderas de Radiación	42
3.3.2.3 Calderas La Mont	44
3.3.2.4 Calderas Benson	46
3.3.2.5 Generadores Rápidos de Vapor	49
3.3.2.6 Calderas Tipo Paquete	49
CAPITULO 4 DISPOSITIVOS DE CONTROL EN CALDERAS	
4.1 Sistemas de alimentación de agua	52
4.1.1 Reserva Mínima	53
4.1.2 Equipo de bombeo y control del sistema	54
4.1.2.1 Operación Continua o Intermitente	55
4.1.2.2 Temperatura del agua manejada inicialmente	56
4.1.2.3 Capacidad	56
4.1.2.4 Presión de descarga	57
4.1.2.5 Carga Neta de Succión Positiva requerida (NPSH)	58
4.2 Equipos Utilizados en Generadores de Vapor con Depósito de Agua	58
4.2.1 Equipos Externos para la Regulación y Limitación del nivel de agua	58
4.2.2 Equipos Internos para la Regulación y Limitación del nivel de agua	64
4.2.3 Equipos para la Regulación y Limitación de la Presión del vapor	69

4.3 Equipos Utilizados en Calderas Acuotubulares	70
4.4 Supervisión en las Calderas	71
4.4.1 Calderas con Supervisión Constante	71
4.4.2 Calderas con Supervisión Limitada	73
4.2.3 Calderas con control automático libres de Supervisión	73

CAPITULO 5 TRATAMIENTO DEL AGUA DE ALIMENTACION

5.1 Generalidades	74
5.1.1 El agua, su uso industrial y sus problemas en calderas	74
5.1.2 PH del agua	75
5.1.3 Alcalinidad del agua	75
5.2 Tratamientos de agua de alimentación	77
5.2.1 Incrustaciones	79
5.2.2 Corrosión	80
5.2.2.1 Corrosión por Oxígeno	80
5.2.2.2 Corrosión por Bióxido de Carbono	81
5.2.2.2 Espumeo y arrastre	82
5.3 Tratamientos Externos	84
5.3.1 Filtración	84
5.3.2 Sedimentación	85
5.3.3 Coagulación	87
5.3.4 Desaereación	87
5.3.5 Método de Intercambio iónico ciclo hidrógeno	89
5.3.6 Procedimiento de Cal-Sosa	90
5.3.6.1 Proceso de Cal Sodada en frío	91
5.3.6.2 Procesos de Cal Sodada en caliente	93

5.3.7 Destilación	
5.3.8 Tratamiento de los condensados	96
5.4. Tratamientos Internos	96
5.4.1 Tratamientos con fosfatos	96
5.4.2 Tratamiento del oxígeno disuelto por medios químicos	97

CAPITULO 6 SINIESTRALIDAD EN CALDERAS

6.1 Factores que influyen en la probabilidad de ocurrencia de siniestros y explosiones	98
6.1.1 Factor Humano	98
6.1.2 Controles de Seguridad Incompletos o instalaciones inapropiadas	98
6.1.3 Funcionamiento inadecuado del equipo	99
6.1.4 Otros factores	99
6.2 Causas de fallas en calderas	100
6.2.1 Causas Directas	100
6.2.2 Causas que originaron las causas directas	100
6.2.3 Causas Diversas	101
6.3 Experiencia Sinestral en una Compañía de Seguros Mexicana	101
6.4 Experiencia del Mercado de Seguros Mexicano en los Ramos Técnicos	103

CAPITULO 7. GUIA PARA LA EVALUACION DEL RIESGO DE CALDERAS

7.1 Introducción	104
7.2 Objetivo	105

7.3 Procedimiento	105
7.4 Guía para la Evaluación del Riesgo de Calderas	107
CONCLUSIONES	117
BIBLIOGRAFIA	118

INTRODUCCIÓN

La protección del patrimonio es parte de la esencia de cualquier entidad. Al hablar de la posibilidad de cualquier pérdida surge la necesidad de crear diferentes maneras de protegerse, una de ellas es el seguro, el cual se basa en el principio de la pequeña aportación de varios para resarcir la pérdida de unos pocos, apoyándose en las leyes de probabilidad de ocurrencia de pérdidas y en la experiencia de las mismas a través del tiempo.

La protección del patrimonio empresarial es objeto de seguro, y la operación cotidiana de maquinaria y equipo incrementan el riesgo de fallas que amenazan la subsistencia de las empresas.

La utilización de las calderas y equipos sujetos a presión desde la revolución industrial ha indicado que dichos equipos deben manejarse con una serie de medidas preventivas y correctivas que disminuyan la probabilidad de ocurrencia de un siniestro que, la mayoría de las veces, produce graves daños materiales.

Este trabajo consiste en la descripción general de las calderas y su operación cotidiana, poniendo especial atención a aquellos aspectos visuales que son objeto de una inspección de riesgos común realizada por las compañías de seguros, y pretende desarrollar una guía para la evaluación de dichos dispositivos para determinar su aceptación o rechazo.

En el primer capítulo se describen las generalidades de calderas, terminología, características generales de los estados de vapor, tipos de combustibles utilizados, aspectos generales de la combustión y las principales diferencias entre los tipos de calderas.

El segundo capítulo describe las calderas de tubos de humo (pirotubulares) y el tercer capítulo menciona las características distintivas de las calderas de tubos de agua (acuotubulares). El capítulo cuarto describe los principales dispositivos de control de ambas calderas, haciendo especial mención de aquellos que pueden ser verificados al momento de una inspección visual.

El quinto capítulo menciona los diferentes tipos y métodos para el tratamiento del agua de alimentación para las calderas y el sexto capítulo presenta los diferentes factores que influyen en la probabilidad de ocurrencia de siniestros, la experiencia siniestral en una compañía de seguros y la tendencia del mercado mexicano en relación a la demanda del seguro en los ramos técnicos.

Finalmente, el séptimo capítulo presenta una propuesta de guía que servirá para la evaluación del riesgo de calderas y que permitirá determinar la aceptación o rechazo del riesgo inspeccionado.

Es importante mencionar que la guía propuesta está sujeta a la apreciación visual del inspector que la aplica, por lo que no se descarta la posibilidad de rechazar un riesgo aceptable si los aspectos se evalúan en forma exagerada.

CAPITULO 1.- GENERALIDADES DE CALDERAS

1.1 El uso del vapor en la Industria

El vapor es ampliamente utilizado para calefacción, para secar pastas, para evaporar disoluciones químicas, para procesos de calentamiento, para mover turbinas, máquinas y bombas; para realizar miles y miles de procesos en todas las ramas de la Industria.

El vapor es utilizado en estos casos, simplemente porque existe una necesidad de calor y energía al mismo tiempo y el vapor es la manera más adecuada y económica de transportar grandes cantidades de vapor y energía.

El vapor es fácil de producir ya que se obtiene del agua y generalmente se requiere de un recipiente adecuado para producirlo industrialmente, este recipiente es una CALDERA o GENERADOR DE VAPOR.

Aunada con la producción de vapor, como es lógico se encuentran íntimamente ligados una serie de principios y cambios fundamentales, los cuales se explican en forma práctica a continuación:

1.2 Terminología

Energía.- La energía es inherente en la materia. El término general de energía no es definible, pero sí se puede definir con precisión las diversas formas en que aparece.

La energía sólo tiene magnitud (y sentido), por lo tanto es una unidad escalar. La energía de una serie de cuerpos no es más que la suma de las energías (con sus sentidos) en cada uno de ellos. En otras palabras, la energía total es la suma de las magnitudes (con sus sentidos o signos) de las diversas formas de energía (cinética, mecánica, química, térmica, etc.)

La materia está compuesta de un agregado de moléculas que se están moviendo continuamente, pero al azar. Como las moléculas tienen masa, tienen energía cinética, llamada energía cinética interna que se origina por el movimiento de traslación de las moléculas; el movimiento de rotación de las moléculas y un movimiento de vibración de los átomos dentro de las moléculas.

Además de la energía cinética interna, las sustancias tienen una energía potencial interna, cuyo cambio resulta de una fuerza de atracción entre las moléculas que cambian de posición unas respecto a otras.

La suma de estas energías se llama energía interna, que es la energía almacenada en un cuerpo o sustancia en virtud de la actividad y configuración de sus moléculas y de las vibraciones dentro de ellas. A esta energía se le llama energía Molecular o Térmica

Calor.- El calor es energía en transición (en movimiento) de un cuerpo o sistema a otro, solamente debida a una diferencia de temperatura entre los cuerpo o sistemas.

Es un forma de energía que causa un cambio físico en la sustancia que es calentada. Sólidos, tales como metales, cuando son calentados inicialmente, se expanden y aumentan su temperatura, hasta cambiar al estado líquido.

Los líquidos son calentados, vaporizan y el vapor producido al entrar en contacto con una superficie de menor temperatura se condensa, entregando a dicha superficie el calor con el cual había logrado su vaporización.

Calor latente.- Es la cantidad de vapor requerida para lograr el cambio de estado físico de una sustancia sin que existan variaciones en su temperatura.

Calor sensible.- Es el calor que produce una elevación de temperatura en un cuerpo.

Transmisión del calor.- Es el flujo de calor a través de un cuerpo de temperatura más alta, hacia un cuerpo de menor temperatura.

La transmisión del calor puede llevarse a cabo mediante conducción o radiación o ambas.

Conducción.- Es la transmisión de calor entre dos cuerpos o partes de cuerpos en los que existe una diferencia de temperatura.

Radiación.- Es la transmisión del calor a través de un cuerpo a algún otro por medio de ondas de calor, las cuales radian a través del cuerpo con mayor temperatura al otro con menor temperatura, sin tomar en cuenta el calentamiento del medio entre ellos.

Convección.- Es un medio de mover la energía de un lugar a otro: es un transporte de energía. Ocurre debido a que un fluido en movimiento recoge energía de un cuerpo caliente y la entrega a un cuerpo más frío.

Coefficiente de transmisión de calor.- Es la cantidad de flujo de calor en Kcal. (Btu.) por hora a través de un m^2 (pie 2) de superficie por grado de diferencia en temperatura.

Kilo Caloría (Kcal.).- Es la cantidad de calor necesaria para elevar un grado centígrado la temperatura de un KG. de agua. Es la unidad de calor en el sistema métrico.

BTU (British Thermal Unit).- Es la cantidad de calor necesaria para elevar un grado F la temperatura de una libra de agua. Es la unidad de calor en el sistema inglés.

Vapor.- Es una fase intermedia entre la líquida y la de gas.- Los vapores tienen características semejantes a los gases, puesto que llenan por completo las paredes del recipiente que los contiene pero no siguen la ley de los gases perfectos.

Las propiedades o características de los vapores se encuentran consignadas en las tablas y gráficas de vapores.

Cuando la presión es relativamente baja para el cuerpo de que se trata, al calentar éste, puede pasar directamente de su fase sólida a la fase de vapor, sin pasar por la fase líquida, este fenómeno se llama sublimación.

En este trabajo tratará principalmente vapor de agua, sin embargo todos los vapores se comportan de un modo semejante, diferenciándose sólo cuantitativamente en sus características. Se acostumbra llamar fluido a toda sustancia en la fase líquida, de vapor o de gas.

Vaporización.- Es el cambio de un cuerpo de la fase sólida o líquida a la fase de vapor.

Evaporación.- Es la vaporización de un líquido que tiene lugar exclusivamente en la superficie libre del líquido. La evaporación puede tener lugar a cualquier temperatura del líquido.

Ebullición.- Es la vaporización de un líquido que tiene lugar en el seno mismo del líquido. La ebullición de un líquido tiene lugar a una temperatura, cuyo valor depende de la presión a que está el líquido. A mayor presión, mayor ebullición.

Condensación.- Es el cambio de vapor (fase gaseosa) a líquido con un transferencia de calor del vapor a la superficie de condensación.

Los vapores saturados son aquellos que tienen una temperatura igual a la de ebullición (correspondiente a la presión a la que está el vapor) y constan únicamente de la fase de vapor.

Un vapor saturado queda definido por su presión o su temperatura. Ejemplo: vapor saturado de 10 Kg./cm²; vapor saturado de 170°C.

Un vapor húmedo tiene al mismo tiempo la fase líquida y la fase de vapor. Su temperatura es igual a la de ebullición. Para definirlo se hace necesario dar su presión o su temperatura y su calidad.

La calidad de un vapor húmedo es la relación del peso del fluido que está en la fase de vapor y el peso total del fluido.

Los vapores sobrecalentados tienen una temperatura superior a la de ebullición y en ellos está presente solamente la fase de vapor.

Para definir un vapor sobrecalentado hay que indicar su presión y su temperatura, o bien su sobrecalentamiento.

El sobrecalentamiento de un vapor es la diferencia entre su temperatura y la temperatura de ebullición correspondiente a su presión.

Un líquido saturado consta solamente de la fase líquida y está a su temperatura de ebullición. Basta la presión o la temperatura para definirlo. Ejemplo: líquido saturado de 200°C; líquido saturado de 10 Kg./cm².

Generador de vapor.- Es la serie de dispositivos que aprovechando el poder calorífico de un combustible producen vapor. Un generador de vapor está compuesto básicamente, por cuatro transmisores de calor que son: la caldera propiamente con su hogar, el precalentador de aire, el economizador y el sobrecalentador.

Superficie de calefacción.- Es la superficie de metal que está en contacto al mismo tiempo con los gases de combustión y con el agua o vapor, es decir, es toda superficie de una caldera que está en contacto por un lado con el agua y por el otro está expuesta al fuego o a la corriente de los gases de la combustión. Se mide del lado de los gases en m² o pies², en las calderas de tubos de humo y por el lado del agua en las calderas de tubos de agua.

Caballo Caldera.-Se dice que una caldera tiene una capacidad de un caballo caldera, cuando es capaz de producir 15.65 Kg/hr. (34.5 lb/hr). de vapor saturado de 100°C (212°F), utilizando agua de alimentación de la misma temperatura.

Cuando esta cantidad de vapor se produce por cada m² de superficie de calefacción (aproximadamente 10 pies²) se dice que la caldera está trabajando con 100% de carga.

En tamaños pequeños (calderas compactas) la capacidad se expresa en caballos caldera (CC).

El término caballo caldera es una denominación antigua pero se aplica todavía para designar la capacidad de calderas pequeñas (compactas) y tuvo su origen en el hecho de que una caldera al alimentar una máquina de vapor reciprocamente, ésta desarrollaba aproximadamente 1 CC por cada 10 pies² (1 m²) de superficie de calefacción de la caldera.

Capacidad nominal.-Se obtiene de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Cn = \frac{Sc}{K} \quad K = \frac{1 \text{ m}^2}{CC} \quad K = \frac{10 \text{ pies}^2}{CC}$$

Sc: Superficie de calefacción.

Capacidad Real:

$$Cr = \frac{Q}{8450} \quad Cr = \frac{Q}{33500}$$

Q: Cantidad de calor que se está transmitiendo al fluido por hora en Kcal o Btu.

$$Q = W (h_v - h_c)$$

W = cantidad de vapor que está produciendo la caldera por hora en Kg. (Lbs).

h_v = cantidad de calor que lleva la unidad de peso de vapor.

h_c = cantidad de calor que lleva la unidad de peso del agua de alimentación de la caldera.

(En condiciones equivalentes)

Porcentaje de carga (R):

$$R = \frac{Q_r}{C_n} \times 100$$

$$Q = CC \times 8450 \times \frac{R}{100}$$

$$Q = CC \times 33500 \times \frac{R}{100}$$

Se llama Porcentaje de carga de una caldera a la relación entre el calor que transmite por hora y el que debía transmitir de acuerdo con su superficie de calefacción a razón de 8450 Kcal/Hr/Caballo (33500 Btu/Hr/Caballo).

Por razón de su mejor diseño, las calderas modernas producen una cantidad de vapor superior a 15.65 Kg/hr (34.5 Lbs/hr.) o una cantidad de calor superior a 8450 Kcal/hr (33500 Btu/hr) por cada m² (10 pies² aprox.), de superficie de calefacción.

¿En qué unidades se mide la capacidad de una caldera?

Una caldera o generador de vapor es un transmisor de calor, y por lo tanto, su capacidad está definida por la cantidad de calor transmitido y aprovechado por el agua y vapor.

La A.S.M.E. (American Society of Mechanical Engineers), define al caballo caldera como unidad de capacidad en los siguientes términos.

Es la evaporación de 15.65 Kg/hr. (34.5 Lbs/hr) partiendo de líquido saturado a 100°C (212°F) a vapor saturado de 100°C (212°F).

Estas condiciones significan que el fluido absorberá una cantidad de calor igual a:

$$Q = 15.65 \text{ Kg/hr. } (640 - 100) \text{ Kcal/Kg}$$

$$Q = 15.65 \times 540 = 8450 \text{ Kcal/hr.}$$

$$Q = 34.5 \text{ Lbs/hr. } (1040.3 - 180) \text{ Btu/lb.}$$

$$Q = 34.5 \times 970.3 = 33500 \text{ Btu/hr.}$$

Por lo tanto la capacidad de una caldera se puede expresar en los siguientes términos:

Kg Lbs de vapor (equivalente)
hr hr

Kcal Btu de vapor (equivalente)
hr hr

o Kw térmicos
o Caballos Caldera.

Propiedades Termodinámicas. En particular interesa el vapor de agua producido en un recipiente a presión llamado Caldera y en lo sucesivo, se hará referencia a él como vapor.

El vapor puede estar "seco" cuando no contenga en su seno partículas de líquido y "húmedo" en el caso contrario.

El grado de "sequedad" en el vapor se define como calidad del mismo, por ejemplo: si de una caldera sale vapor con un 2% de humedad, la calidad del vapor sería de 98%.

El vapor está "seco" a determinadas condiciones de presión y entonces se dice también que está saturado.

Existe una presión que se manifiesta de por vida en todos nosotros y ésta es la presión atmosférica que, por medirse con un barómetro, también se le llama "presión barométrica". Es menor a medida que la altitud sobre el nivel del mar es mayor y es mayor a medida que se aproxima al nivel del mar.

El agua, al nivel del mar, hierve (se satura) a 100°C (212°F) en donde la presión barométrica es de 1.033 Kg/cm² (14.7 Lb/pulg²). Si el agua que se evapora se confina en un recipiente y se sigue agregando calor, la presión aumenta y el punto de saturación también aumenta. Esta presión la puede registrar un manómetro, pero el manómetro marca cero cuando la presión es la atmosférica, es decir, sólo marca presiones "manométricas" o relativas. Esta medida de presión es satisfactoria para recipientes a presión como las calderas. Sin embargo, para cálculos termodinámicos es indispensable utilizar el concepto "presión absoluta" que es la suma de la presión atmosférica y de la relativa (presión barométrica, más presión manométrica).

Ejemplo: al nivel del mar puede estar operando una caldera a 10 Kg/cm² de presión marcada por el manómetro. La presión absoluta será:

$$P_a = 10 + 1.033 = 11.033 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\text{si } 1 \text{ Kg/cm}^2 = 14.2 \text{ Lbs/pulg}^2$$

$$P_a = 142 + 14.7 = 156.7 \text{ Lbs/pulg}^2$$

Ya se mencionó que el estado de un vapor se define por dos o tres características. A continuación se indicarán las características más empleadas, sus dimensiones, signos convencionales, unidades en el sistema métrico y sistema inglés, etc.

Presión.- Es la fuerza ejercida por el fluido en la unidad de superficie de la pared del recipiente que lo contiene o del seno mismo del fluido. Se mide por medio de un manómetro y se expresa en (Kg/cm², Lbs/pulg², bares).

Los manómetros miden la presión relativa, es decir, la presión arriba de la presión atmosférica. Para obtener la presión absoluta hay que sumar a la lectura del manómetro la presión atmosférica, en el lugar del experimento, la cual se mide con un barómetro. Las tablas y gráficas de vapores se refieren a la presión absoluta.

Presión absoluta.- Es la presión que resulta de la adición de la presión Manométrica y la Presión Atmosférica.

Presión del vacío.- Si la presión absoluta es menor que la atmosférica, a la lectura manométrica se le llama presión del vacío o vacío.

Caída de presión.- Es la diferencia de presión entre dos puntos, causada por la resistencia a la fricción y condensación en una línea de tubería. Ejemplo: si se tiene en una caldera una presión de 8 Kg/cm², y la presión al final de la línea de vapor es de 5 Kg/cm² el total de la caída de presión será igual a 3 Kg/cm². Si la línea es de 300 m. de longitud la caída de presión por cada 100 m. es de 1 (uno).

Temperatura.- La temperatura de un cuerpo, es su estado térmico considerado con referencia a su poder de comunicar calor a otros cuerpos.

I.4 Combustibles

Un Combustible es toda sustancia que combinada con el oxígeno del aire, produce luz, calor y desprendimiento de gases.

Existen tres tipos de combustibles: combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

Combustibles Sólidos:

Tales como: el carbón mineral, que se encuentra diseminado en depósitos fósiles en dos clases generales que son: carbón antracita y carbón bituminoso.

El Coque que es una sustancia sólida que resulta después de quemar el carbón mineral en hornos especiales. Existen otros combustibles sólidos que son: la madera, las cortezas, la paja, la brea, el serrín, el bagazo de caña, etc.

Combustibles Líquidos:

El petróleo crudo.

Es un líquido, mezcla de una gran cantidad de hidrocarburos sólidos y gaseosos disueltos en otros hidrocarburos líquidos, aparte de otros compuestos de Azufre (S), Oxígeno (O) y Nitrógeno (N), que suelen variar entre los siguientes límites:

CARBONO (C)	varía entre 83 y 87%
HIDRÓGENO (H)	varía entre 10 y 14%
OXÍGENO (O)	en general inferior a 3%
NITRÓGENO (N)	en general inferior a 1%
AZUFRE (S)	en general inferior a 2%.

Propiedades físicas del petróleo crudo:

Densidad: a una temperatura de 15° C varía de 0.88 a 1.00 y el coeficiente de dilatación es aproximadamente de 0.00063 por cada grado centígrado.

Color: es muy variable, de amarillo claro a casi negro, va en proporción directa con la densidad, correspondiendo a mayor densidad un color más oscuro.

Olor: depende generalmente de la cantidad de azufre que contenga, a mayor proporción de azufre mayor olor.

Viscosidad: es muy variable también y va en relación proporcional con la temperatura y siempre será más baja cuanto mayor sea la temperatura.

Calor Específico: es también muy variable y va de 0.45 a 0.55 y aproximadamente para cálculos prácticos se toma 0.50.

Poder Calorífico: varía de 10,000 a 11,500 kilocalorías por Kg.

Variedad en petróleos:

En la producción mundial, se encuentran tres principales variedades de petróleo:

- 1.- Parafínicos
- 2.- Asfálticos
- 3.- Mixtos

- 1.- Se da el nombre de petróleos parafínicos cuando los residuos resultantes de la destilación contienen una gran cantidad de hidrocarburos de la serie parafínica (los de EE.UU.)
- 2.- Es la misma definición que para los parafínicos en la excepción de que los hidrocarburos son de la serie de los asfálticos. NAFTANICOS O AROMATICOS (los de México).
- 3.- Como el nombre lo indica, contienen los dos tipos de hidrocarburos (argentinos).

Los combustibles líquidos industriales (petróleo diáfano, gasolina, diesel y petróleo residual o chapopote) se obtienen por destilación fraccionada o destructiva del petróleo crudo.

Los combustibles líquidos mexicanos:

Son de base asfáltica y presentan el inconveniente del alto porcentaje de azufre que contienen, dándose el caso en que el azufre llega a 7%, que es altamente corrosivo ya que llega a deteriorar tuberías y depósitos.

El Asfalto:

Es una mezcla de materiales sólidos y semi-sólidos de color negro o marrón casi negro que se liquidan gradualmente por el calor, compuestos predominantemente por bitúmenes (mezclas de hidrocarburos solubles en sulfuro de carbono).

Contenido de azufre:

Se encuentra en dos formas: en estado de libertad o formando compuestos orgánicos.

Agua y Sedimentos:

El agua es poco soluble en los hidrocarburos (de 0.005% a 0.06%) pero cuando el combustible contiene alcohol la solubilidad es mayor. El agua favorece la corrosión y los sedimentos tienden a tapan filtros y cañerías. Generalmente es aceptable hasta un 2% de agua y sedimentos como máximo.

Diesel:

Su densidad es variable y va de 0.86 a 0.92, a mayor cantidad de hidrocarburos nefténicos, corresponde una mayor densidad, su poder calorífico va de acuerdo con su densidad, (11,051 Kcal/Kg. con una densidad de 0.82).

En la cámara de combustión de un motor, la temperatura aumenta de 500 ó 600°C, que son necesarios para que el Diesel haga explosión.

Residual:

El petróleo residual tiene una gran variedad de nombres, ya que es conocido con el nombre de chapopote, combustóleo, etc.

Como su nombre lo indica, es el residuo líquido resultante de la refinación del petróleo crudo, o sea lo que queda después de haber extraído las gasolinas, petróleo diáfano y aceite lubricante.

Densidad:

Llega a tener una densidad de 1.04.

Combustibles gaseosos:

Los combustibles gaseosos más usados en calderas son:

Gas natural, Gas de hornos de coque, Gas de altos hornos y Gas pobre. (El Gas LP por su alto costo no tiene aplicación práctica en calderas).

Los combustibles gaseosos tienen todas las ventajas de los combustibles líquidos y menos desventajas. Únicamente, para su encendido es necesario tomar mayor número de medidas de seguridad y evitar las fugas por insignificantes que sean en las tuberías.

1.5 La Combustión

Industrialmente hablando se entiende por combustión la combinación violenta, con desprendimiento sensible de calor y luz, del oxígeno del aire con el carbono, hidrógeno y azufre, que constituyen los elementos activos de los combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

La combustión del oxígeno con el carbono, hidrógeno y azufre, se efectúa en proporciones de peso bien determinadas. Así pues, por cada átomo de carbono se necesitan dos átomos de oxígeno para llegar a la combustión armónica, formándose el gas anhídrido carbónico (CO_2) aunque también se pueden combinar un átomo de carbono con uno de oxígeno, formándose el gas "monóxido de carbono" (CO) producto de una combustión imperfecta, que debe evitarse porque la combustión del carbono en forma de CO , no proporciona más que aproximadamente el 30% del poder calorífico que resulta de la combustión uniforme en forma de CO_2 .

El hidrógeno se combina siempre en proporción de dos átomos de hidrógeno con 1 de oxígeno formando vapor de agua y el azufre se combina siempre en la proporción de un átomo de azufre con 2 átomos de oxígeno, formando el gas anhídrido sulfuroso SO_2 . Este gas es muy perjudicial, porque al enfriarse los productos de la combustión, el agua procedente de la combustión del hidrógeno y la que proviene de la humedad del combustible más la del aire de combustión, se condensa y reacciona con el gas anhídrido sulfuroso SO_2 , formando el ácido sulfúrico H_2SO_4 , sumamente corrosivo y que ataca a los conductos de humos, sobre todo a los metálicos.

Aspectos importantes de la combustión

Cualquier cuerpo sólido o líquido que contenga sustancias que se puedan quemar (carbono, hidrógeno, azufre, o combinaciones de éstos) solamente empieza a quemarse hasta que esas sustancias sean llevadas al estado gaseoso mediante una fuente de calor externa, iniciándose así un proceso químico con desprendimiento de calor y luz en mayor o menor abundancia, hasta que se agoten las sustancias susceptibles a quemarse.

Un trozo de madera tiene en su composición, combinación de elementos combustibles como hidrógeno, carbono y azufre, los cuales deben llevarse al estado gaseoso para poder iniciar su combustión. De aquí que se requiera una fuente de calor externa más o menos intensa y durante un tiempo de aplicación prolongada para poder iniciar la combustión de ese trozo de madera; y si está húmedo, primero será indispensable evaporar el agua que contiene, pues la temperatura de la madera no se elevará lo suficiente hasta que se haya evaporado el agua que contiene.

No sucede lo mismo con un combustible líquido como la gasolina, mezcla compleja de combinaciones de los elementos hidrógeno y carbono (hidrocarburos) y que también contiene azufre en pequeñas cantidades. Si se tiene una cantidad de gasolina en un tanque, a presión atmosférica, siempre se tendrá una pequeña porción de gases de gasolina sobre la superficie líquida, debido al fenómeno natural de la evaporación. El proceso de combustión se puede iniciar instantáneamente y para ello bastará acercar una fuente de calor externa de cierta intensidad. Una vez que se ha iniciado el proceso, parte del calor producido se emplea en llevar al combustible de su estado líquido natural al gaseoso, para continuar la combustión del mismo.

De los ejemplos anteriores se desprenden los siguientes hechos importantes:

- 1.- Para poderse quemar, toda sustancia combustible debe estar en estado gaseoso.

2.- Debe estar presente el elemento oxígeno, mezclado con el gas combustible EN PROPORCIÓN ADECUADA.

3.- Debe disponerse de una fuente de calor externa de intensidad y cantidad ADECUADOS para poder iniciar el proceso de combustión.

Los tres conceptos anteriores guardan una interrelación formidable, el grado de que si uno solo de ellos falla, no se realiza la combustión.

Para iniciar y continuar un proceso de combustión, debe existir proporcionalidad entre:

- a) Masa de combustible por quemar en un tiempo determinado.
- b) Masa de oxígeno.
- c) Intensidad de la fuente de calor externa, durante el mismo tiempo.

Los límites dentro de los cuales sucede lo anterior PARA CADA COMBUSTIBLE en particular, se llaman "límites de inflamabilidad". Fuera de ellos, no se realizará la combustión aunque concurren las tres condiciones.

En las industrias se almacenan y se manejan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Es necesario conocer sus puntos de inflamación y de incendio. Estos dos puntos, aunque muchas veces se confunden, son diferentes. Se refieren a las temperaturas óptimas para que se inflame un combustible, sin que continúe el proceso de combustión y la que se requiere para que sí continúe dicho proceso. La primera temperatura (de inflamación) es muy útil conocerla para un diseño adecuado de los almacenamientos de hidrocarburos líquidos (combustóleo pesado, diesel, tractolina, gasolina, etc.). La segunda temperatura (de incendio) es indispensable conocerla cuando hay que quemar combustibles en un horno y analizar los resultados. Se ha demostrado que el simple conocimiento de los tres conceptos expresados inicialmente es suficiente para encontrar la solución de múltiples problemas en quemadores industriales.

Recuérdese que un quemador industrial de cualquier tipo, el quemador de una estufa o de un calentador de agua doméstico, o bien un mechero de laboratorio, solamente son medios para quemar económicamente los combustibles y que su diseño es UNA CONSECUENCIA de los principios fundamentales de una combustión.

La combustión en sí, no es un fenómeno tan elemental. En algunos casos tiene cierta simplicidad, como en el caso del carbón de piedra. Pero cuando es necesario analizar la combustión de hidrocarburos como los derivados del petróleo, la situación adquiere complejidades increíbles.

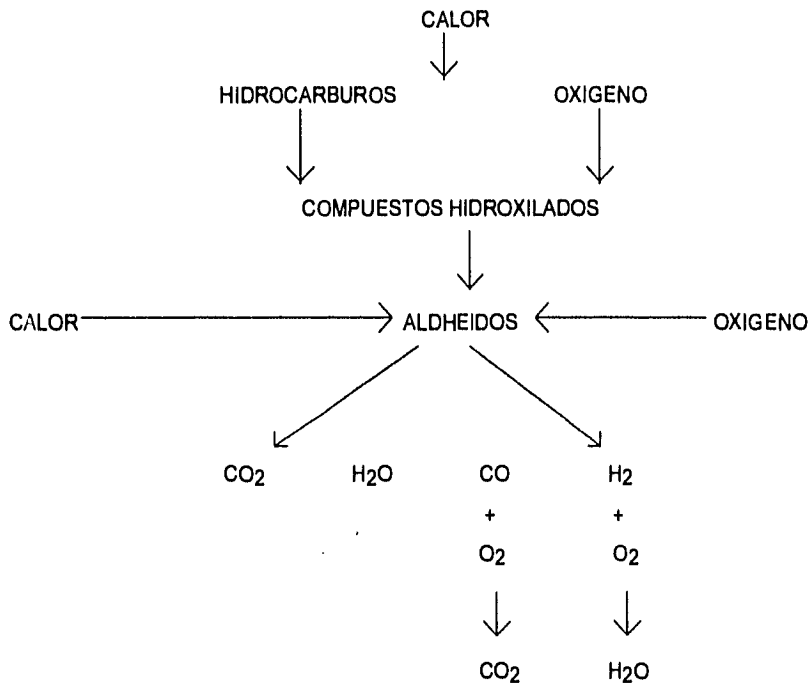
En el medio mexicano los combustibles comerciales por excelencia son los derivados del petróleo, es decir los hidrocarburos.

Cuando los hidrocarburos se queman, se está confrontando el proceso de combustión de más complejidad dentro de dichos procesos. Los elementos carbono (C) hidrógeno (H) y azufre (S) no se queman como tales, a excepción del azufre es decir, se queman en mayor o menor porcentaje como moléculas de hidrocarburos y el resto como elementos hidrógeno carbono separados. Esto determina también el color y la intensidad de la flama.

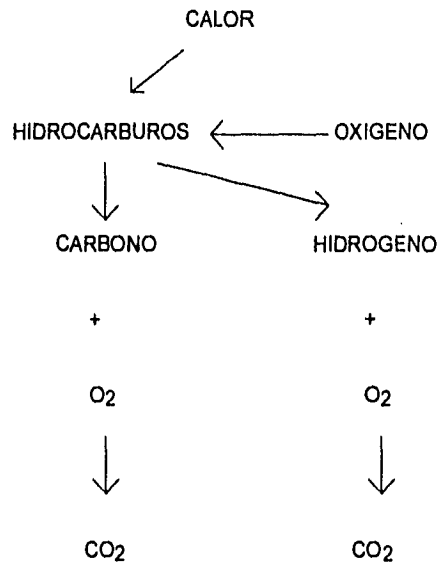
En un mechero de laboratorio, como en la estufa doméstica, el gas natural se quema con flama azulosa y de escasa intensidad luminosa: este mismo gas se puede quemar con flama predominante amarillenta en el horno de una caldera, simplemente evitando una dotación de aire primario de combustión. En ambos casos la "eficiencia" de la combustión es prácticamente igual y las cantidades de calor liberado también iguales. La diferencia en el color y la intensidad de la flama estriba únicamente en la cantidad de carbono que se quema como elemento en sí, disociándose de la molécula de hidrocarburo. El elemento carbono, por función natural, emite una luz muy intensa y amarilla, al quemarse. Esta simple explicación da al traste con la generalizada idea de que si un combustible se quema con flama azul se obtiene mejor aprovechamiento del mismo aunque en cierto modo haya justificación para creerlo así, por el hecho de que sólo se logra una flama predominante azul cuando se está quemando combustible premezclado con una pequeña cantidad de aire (aire primario).

En la gran mayoría de las aplicaciones industriales no tiene importancia el hecho en sí de que se produzca una flama azul o una flama amarillenta, o que la luminosidad sea intensa o no lo sea. Lo que hay que cuidar es que el combustible libere su máxima cantidad de calor. Son otros los factores que determinan a veces la conveniencia de obtener flama azul o flama amarillenta, pero estos casos de aplicación hacen minoría en comparación con la aplicación general de combustibles en hornos de todas clases o en motores de combustión interna.

Otro síntoma de la complejidad de la combustión de los hidrocarburos se revela por el hecho de que algunos subproductos del proceso tiene olor. ¿Quién no se ha molestado estando cerca del escape de un motor Diesel en servicio? Ese olor típico "a formal" como algunos dicen no sin razón denota la presencia de aldehídos entre los cuales el formaldehído es popular en el grupo, ataca las mucosas y por eso irrita los ojos y fosas nasales. Al quemarse la molécula de hidrocarburos^s aparecen y desaparecen productos como sigue:



En el caso elemental de disociación de la molécula de hidrocarburo debido a la "proyección" de una zona de muy alta temperatura, la cosa se simplifica como sigue:



Recuérdese que los productos CO₂ (Bióxido de Carbono) y H₂O (Agua) no tiene olor. Sin embargo, en cualquier combustión de hidrocarburos se aprecian olores, con mayor o menor intensidad. Esto se debe, por una parte, a que es prácticamente imposible efectuar una combustión total de los combustibles, por el problema mecánico de su mezcla perfecta con el oxígeno del aire.

Por otra parte, es característica en los hidrocarburos al quemarse, la aparición de compuestos de radical hidroxilo (OH) que dan paso a los aldehidos que se combinan con el oxígeno del aire para continuar el proceso de combustión.

Reacciones químicas de la combustión:

Las reacciones químicas que ocurren en la combustión son las siguientes:

REACCIONES QUÍMICAS DE LA COMBUSTIÓN

Sustancias combustibles	Reacción
Monóxido de Carbono (CO)	$2C + O_2 = 2CO$
Bióxido de Carbono (CO ₂)	$C + O_2 = CO_2$
Monóxido de Carbono	$2CO + O_2 = 2CO_2$
Hidrógeno	$2H_2 + O_2 = 2H_2O$
Bióxido de Azufre	$S + O_2 = SO_2$
Trióxido de Azufre	$2S + 3O_2 = 2SO_3$
Metano	$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O$
Acetileno	$2C_2H_2 + 5O_2 = 4CO_2 + 2H_2O$
Etano	$C_2H_6 + 3O_2 = 2CO_2 + 2H_2O$
	$2C_2H_6 + 7O_2 = 4CO_2 + 6H_2O$

Productos de la combustión

Como resultante de la combustión es de suma importancia conocer el tipo de humo que se desprende al efectuarse la combustión de cualquier combustible; se sabe que los gases de la combustión son una mezcla de sustancias químicas gasificadas, cuya proporción es según el desarrollo de la combustión misma.

Una composición ideal (normal) debe contener:

- CO₂ Bióxido de Carbono
- H₂O Vapor de agua
- SO₂ Anhídrido Sulfuroso
- N₂ Nitrógeno
- O₂ Oxígeno
- Metano y Etileno

El hollín:

También llamado combustible coquizado.

Teóricamente el hollín es combustible no quemado o quemado parcialmente, significando consecuentemente pérdida en el consumo de combustibles. Prácticamente es el resultado de una combustión incompleta.

Se presenta en dos formas, algunas veces en forma volátil, y otras veces coquizado, cuando se presenta en esta forma, recibe vulgarmente el nombre de escoria.

Para que la combustión se efectúe completamente y sin humos en una caldera, es necesario usar quemadores especiales que atomizan el combustible (cuando éste es líquido), formando una nube de combustible que sale del quemador a presión para que el contacto con el aire sea completo.

El control del aire:

El control del aire suministrado al quemador de una caldera para que se verifique una combustión completa, es un aspecto muy importante, pues al haber un exceso de aire, el rendimiento es menor porque se calienta una cantidad de aire innecesario que no interviene en la combustión y que escapa por la chimenea a una temperatura elevada.

Por otro lado debe evitarse la falta de aire pues, existe el peligro de la formación de CO (monóxido de carbono), resultante de una combustión incompleta del carbono, se debe tomar en cuenta que el CO_2 , es inversamente proporcional a la cantidad de exceso de aire utilizado.

Para controlar la verificación de una combustión adecuada en el quemador de una caldera, es necesario tener presente los siguientes aspectos:

Análisis de los gases de combustión de una caldera:

Al realizar el análisis de los productos de la combustión se debe tener absoluta seguridad de que su composición de O₂ y CO está correcta así como la de CO₂.

El O₂ deberá ser un máximo de 1% a 2% y no deberá existir el CO.

Rangos	Gas Natural	(No. 2) Diesel Mex.	(No. 6) Combustóleo pesado
A	10% CO ₂	12.8% CO ₂	13.8% CO ₂
B	9% CO ₂	11.5% CO ₂	13.5% CO ₂
C	8.5% CO ₂	10% CO ₂	13.0% CO ₂
D	8% o menos	9% o menos	12% o menos

A = Excelente

B = Bueno

C = Regular

D = Bajo

Las medidas de CO₂, O₂, y CO son una buena indicación de la eficiencia del quemador.

Temperatura de gases en la chimenea:

Si la temperatura de los gases es mayor en 83°C. de la del vapor, es demasiado alta.

La solución es limpieza de fluxes y ajuste de quemador. Si esto no reduce la temperatura de gases, es que el quemador es de un diseño deficiente.

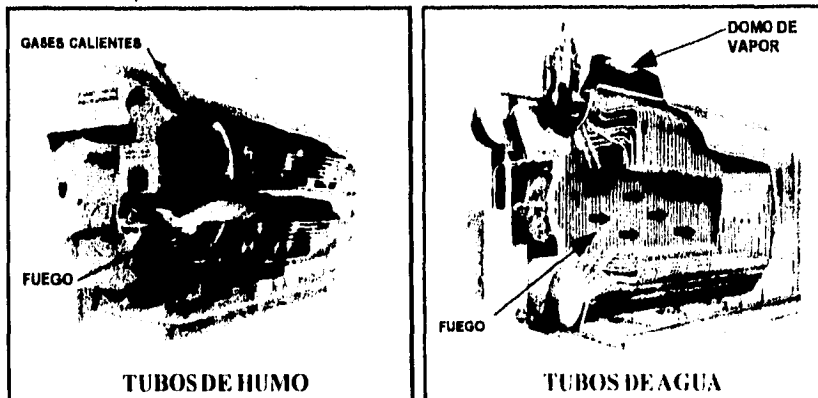
Alta temperatura de gases de combustión significa desperdicio de calor.

1.6 Diferencias Substanciales entre los tipos de calderas:

En las calderas de vapor pueden distinguirse dos tipos de calderas, a saber:

-) Las calderas de gran volumen de agua, en las cuales los gases de humo pasan por el interior de los tubos enfriados exteriormente por el agua
-) Las calderas acuotubulares (tubos de agua), en las cuales el agua fluye por el interior de los tubos, por cuyo exterior pasan los gases.

En la figura 1.1 se muestra de manera gráfica algunas de las principales diferencias entre ambos tipos de calderas:



DIFERENCIAS

- POR EL INTERIOR DE LOS TUBOS CIRCULAN LOS GASES CALIENTES PARA CALENTAR EL AGUA.
- EL AGUA SE ENCUENTRA ALREDEDOR DE LOS TUBOS.
- GENERALMENTE SON EQUIPOS HORIZONTALES.
- SON UTILIZADOS GENERALMENTE EN PROCESOS QUE REQUIEREN Poca DEMANDA DE VAPOR, PRESIONES Y TEMPERATURAS BAJAS.
- LA INCRUSTACION POR SALES EN EL AGUA SE PRESENTA EN LA PARTE EXTERNA DE LOS TUBOS.
- LOS TUBOS ESTAN FIJOS EN SUS EXTREMOS A UNA LAMINA METALICA CONOCIDA COMO ESPEJO.
- SU OPERACION ES AUTOMATICA, POR LO QUE NO REQUIERE DE LA PRESENCIA PERMANENTE DE UN FOGONERO (CUANDO ES SOLO UNA CALDERA).
- LA LIMPIEZA INTERNA DE LOS TUBOS POR MEDIO DE ESCOBILLAS, ES DE FACIL REALIZACION, POR TENER LA CALDERA TAPAS EMBISAGRADAS.
- NO CUENTA CON DOMOS.

- POR EL INTERIOR DE LOS TUBOS CIRCULA EL AGUA.
- LOS GASES CALIENTES PARA CALENTAR EL AGUA SE ENCUENTRAN ALREDEDOR DE LOS TUBOS.
- GENERALMENTE SON EQUIPOS VERTICALES.
- SON UTILIZADOS GENERALMENTE EN PROCESOS QUE REQUIEREN ALTA DEMANDA DE VAPOR, PRESIONES Y TEMPERATURAS ALTAS.
- LA INCRUSTACION POR SALES EN EL AGUA SE PRESENTA EN EL INTERIOR DE LOS TUBOS.
- LOS TUBOS ESTAN SUJETOS EN SUS EXTREMOS EN LA LAMINA DEL CUERPO DE LOS DOMOS.
- LA OPERACION REQUIERE DE LA SUPERVISION DE UN OPERARIO.
- CUENTA CON UNO O MAS DOMOS.

1.7 Cómo Seleccionar una Caldera:

La compra de una caldera es una de las inversiones más durables. El promedio de vida de una buena caldera es de alrededor de 25 años y durante ese tiempo, es de gran importancia el costo de funcionamiento de la misma. Para realizar una compra adecuada en lo que se refiere a calderas es necesario considerar una serie de factores bastante importantes, a saber:

Cálculo preciso de la demanda de vapor que se está requiriendo. Esto es de gran importancia, ya que al final, este cálculo determinará la capacidad de la o las calderas que será necesario adquirir.

No es recomendable pagar por una cantidad que nunca se va a utilizar completamente, esto es, a todas vistas, antieconómico. Así también es de importancia la determinación de la presión que el vapor debe tener para el buen desarrollo de un proceso determinado.

De acuerdo a esto, la selección apropiada de una caldera, deberá ser hecha por un ingeniero consultor competente.

Una caldera es seleccionada correctamente cuando proporciona un servicio eficiente y no propicia desperdicios de combustible.

Otros factores importantes que deben tomarse en consideración son:

El agua de alimentación disponible.- Factor que debe considerarse primordialmente antes de obtener una caldera, ya que el agua determinará también la duración y buen funcionamiento de la caldera, es por eso que se dedicó un capítulo para este tema.

Tiempo de Operación diaria de la caldera.- Debe considerarse este renglón, ya que es de gran influencia en la cantidad de vapor que se requiera, así como en la elección del combustible a utilizar, y consecuentemente en la selección de la caldera apropiada-

Tipo de caldera a utilizar y número de unidades.- Íntimamente ligado a esto, generalmente es recomendable utilizar calderas de tubos de humo en capacidades desde 5 cc, hasta 80 cc, o sea necesidades de vapor desde 78.25 Kg/hr. de vapor hasta 12520 Kg/hr. Desde y a 100°C. Y para capacidades mayores que las anteriores es altamente recomendable la utilización de calderas de tubos de agua.

De acuerdo también a la demanda de vapor que se tenga, existen varios criterios para determinar el número de unidades a utilizar.

Si la demanda de vapor es muy grande, es recomendable adquirir dos o más calderas de la misma capacidad, dando esto la flexibilidad de poder darles mantenimiento con mayor facilidad, y poder contar con una caldera como mínimo en cualquier momento crítico.

La selección del combustible.- Esta es una consideración primaria en la elección de una caldera. Su elección de gas, diesel o petróleo pesado estará basada en el costo total, limpieza y facilidad de obtención, de almacenamiento y de operación.

La determinación de costos de operación, se encuentra implícita en las siguientes consideraciones:

- a) El combustible propiamente dicho
- b) Facilidad de almacenamiento
- c) Mantenimiento del quemador de combustible y del equipo de manejo del mismo. Así como también la labor de operación de este equipo.

El gas natural es el combustible ideal para cualquier caldera, pero restricciones de diversa índole lo han hecho poco factible de utilizar. El precio del gas LP lo hacen altamente prohibitivo. La realidad de este país en energéticos hace que se tenga que disponer con mayor frecuencia de los combustibles líquidos existentes en el mercado nacional.

Los más recomendables son el diesel (combustible ligero), el cual es recomendable utilizarlo en calderas con capacidades hasta de 60 cc, con un tiempo de operación diaria de 10 a 16 has. por día. Su precio se considera ya elevado, pero es fácil de operar, no se requiere de gran cantidad de equipo para su manejo y es relativamente limpio y fácil de almacenar.

Finalmente, el petróleo pesado (combustóleo) es el combustible más barato disponible en el mercado. Es recomendable su utilización en calderas de 80 CC y más. La utilización de este combustible es más compleja, su alta viscosidad hace necesario que se eleve su temperatura, tanto en el tanque de almacenamiento como en la caldera misma, siendo mayor el equipo requerido para su manejo. Pero debido a su bajo costo, es el más altamente utilizado.

Obtención de los costos de operación.- El costo de operación más importante en una caldera es el costo del combustible y es el factor básico para su selección, ya que esto representa grandes ahorros y una rápida amortización de la inversión original en el caso de una selección adecuada, o en caso contrario, grandes pérdidas debido a una mala selección inicial.

Los costos de operación están influenciados en gran parte por la eficiencia garantizada en la caldera que se seleccione.

El espacio disponible.- La influencia del espacio con que se dispone muchas veces es la causa de serios problemas que pueden afectar la decisión en la selección de la misma, pero no es recomendable sacrificar calidad en el equipo por adquirirse con el consecuente ahorro de espacio, ya que seguramente los costos de operación posteriores se verán grandemente afectados.

CAPITULO 2.- CALDERAS DE GRAN VOLUMEN DE AGUA O PIROTUBULARES.

Las calderas de gran volumen de agua tienen diversas formas. Existe la caldera de fogón tubular, la de tubos de humo y la combinación de ambas.

En las calderas de gran volumen, el agua se encuentra en un recipiente a presión cilíndrico, colocado generalmente en posición horizontal y atravesado por tubos, por los cuales pasan llamas y los gases calientes. La cantidad de agua relativamente grande en relación con la superficie de calefacción es decisiva para la designación de estas calderas. La ventaja de este tipo de caldera reside en su manejo simple. El gran contenido de agua significa una acumulación de energía térmica, de modo que es posible absorber eficientemente las fluctuaciones de carga. Por otro lado, la gran cantidad de agua, la superficie reducida de las parrillas y la lenta circulación del agua tienen por consecuencia períodos más largos de calentamiento inicial y una capacidad de vapor relativamente reducida. Otra desventaja es el hecho de que estas calderas requieren una gran cantidad de espacio. Por razones de rentabilidad, el gran diámetro del cuerpo de la caldera exige que la presión de trabajo se limite normalmente a 18 atm.

2.1 Calderas de fogón tubular

La construcción más simple es la caldera de un fogón tubular que era muy conocida bajo la designación de "Cornish Boiler" (Véase figura 2.1). Con el fin de obtener mayores capacidades de vapor, se suelen instalar también varios tubos fogoneros (p. ej. Lancashire Boiler) (véase figura 2.2).

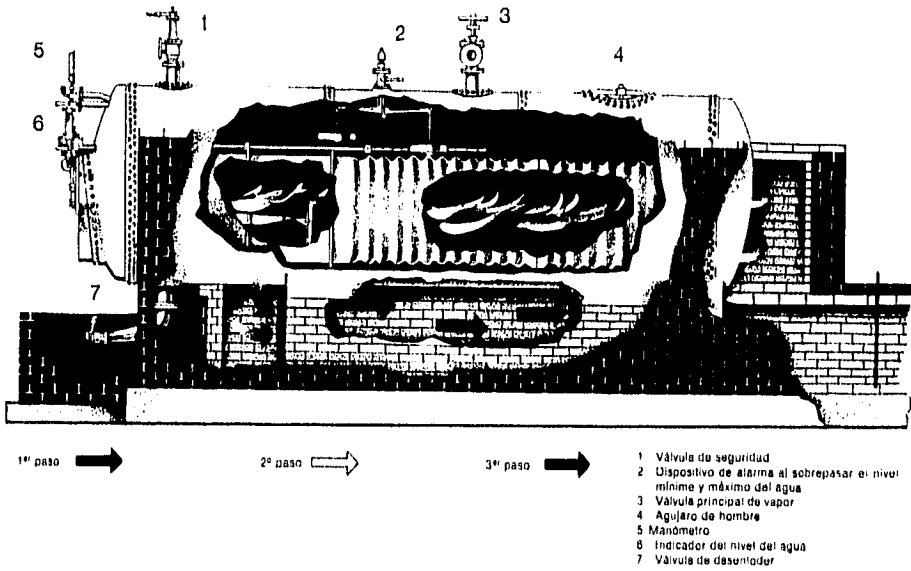


Figura 2.1 "Cornish Boiler"

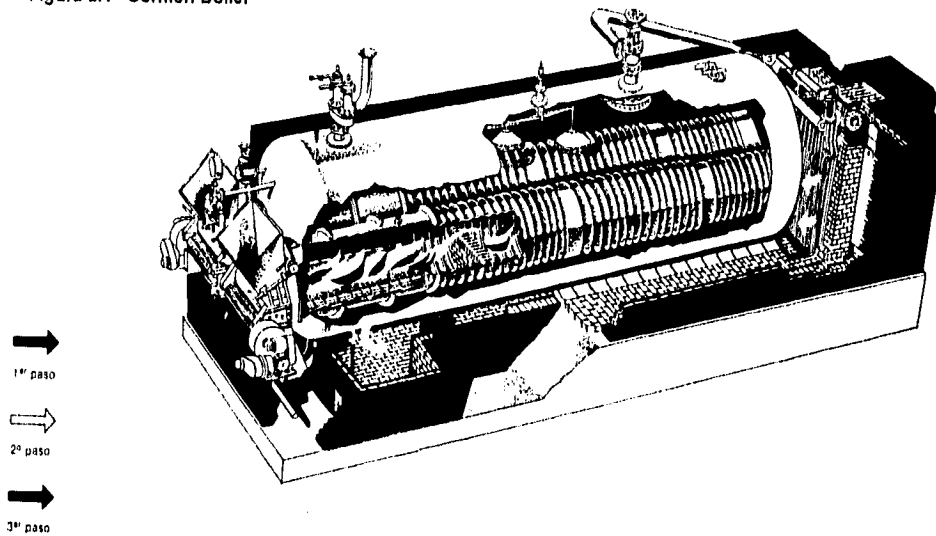


Figura 2.2 "Lancashire Boiler"

En la mayoría de los casos, el fogón se encuentra en la parte delantera de los tubos fogoneros. Generalmente se emplean tubos ondulados que tienen una superficie más grande y mayor rigidez que los tubos rectos y lisos, pudiendo compensarse así mucho mejor las dilataciones térmicas. Es fácil limpiar tanto el interior como el exterior de sus tubos y no hay muchas dificultades en el tratamiento del agua de alimentación. Una vez salidos del tubo fogonero, los gases de humo pasan por conductos en el exterior del cuerpo de la caldera y de allí salen a la chimenea. Así se obtiene un mejor aprovechamiento del calor, favoreciéndose la circulación del agua en la caldera.

Debido a la presión del vapor, el cuerpo de la caldera está sujeto a esfuerzos de tensión y el tubo de humo a fuertes presiones. Pueden ocurrir explosiones de la caldera cuando la resistencia de su cuerpo no corresponda a los datos técnicos calculados, o cuando existan defectos de material o fallas de fabricación o cuando la presión de trabajo sea sobrepasada notablemente a consecuencia de una falla de los dispositivos de seguridad. Un riesgo mucho más grave es el desplome de los tubos fogoneros, cosa que ocurre muy frecuentemente y se debe, en la mayoría de los casos, a falta de agua. Si el nivel de agua de la caldera baja a consecuencia de falta de agua, la parte superior del tubo fogonero ya no es refrigerada. Se calienta excesivamente, debilitándose la resistencia del material, de modo que el tubo ya no puede resistir a la presión de la caldera y se deforma hacia adentro. Muchas veces se rompe el tubo de humo, provocando una implosión que, a su vez, provoca una explosión que puede tener las mismas consecuencias catastróficas que una explosión común de la caldera. Pero no sólo la falta de agua puede causar el desplome del tubo fogonero. Es suficiente que se forme una capa aislante en la parte del tubo fogonero que tiene contacto con el agua. Esta capa puede consistir en incrustaciones o también en aceite que llega al agua de alimentación y se adhiere por calor en el tubo fogonero muy caliente. En ambos casos se impide el paso del calor por el tubo de humo, recociéndolo. Por este motivo es absolutamente necesario que las calderas sean inspeccionadas detenidamente en períodos regulares, con el fin de poder reconocer a tiempo eventuales capas en el tubo de humo y quitarlas. Sería conveniente revisar diariamente los dispositivos de seguridad, como p.ej. los registros del nivel del agua, con la finalidad de verificar si se encuentran en perfecto estado de funcionamiento.

2.2 Calderas de Tubos de Humo

En lugar de grandes tubos fogoneros, las calderas de tubos de humo poseen muchos tubos estrechos para la transmisión de calor, por los cuales pasan los gases de humo y, por consiguiente, la superficie de calefacción es más grande.

Pero como es difícil eliminar las incrustaciones entre estos tubos instalados a muy poca distancia entre sí, deberá proveerse en tal caso de un sistema costoso para el tratamiento del agua de alimentación; hoy en día se suelen emplear las calderas de humo propiamente dichas en la mayoría de los casos sólo como calderas de recuperación (aprovechamiento del calor de los gases de escape por combustión industrial), a pesar del corto período de calentamiento inicial de dichas calderas.

Sin embargo, en combinación con calderas de fogón tubular, son muy conocidas como calderas de fogones tubulares y tubos de humo (calderas de locomotoras, calderas locomóviles (véase figura 2.3), calderas de buques, calderas Holland (fig. 2.4)). La figura 2.5 muestra una caldera moderna de tres pasos (tiros), del tipo fogón tubular y tubos de humo.

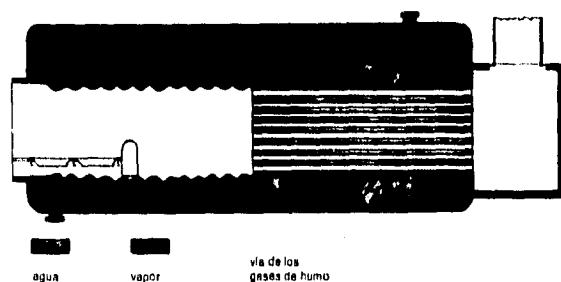
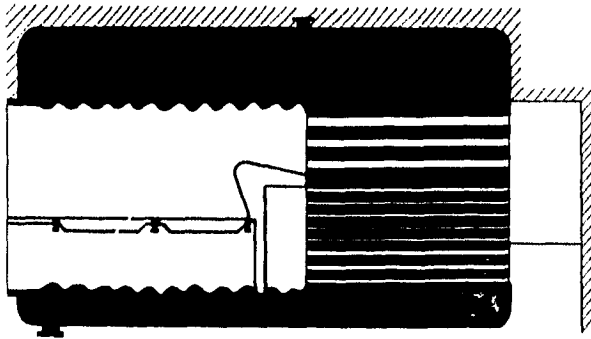


Figura 2.3 Caldera Locomóvil



agua
 vapor
 vía de los gases de humo

Figura 2.4.- Caldera Holland.

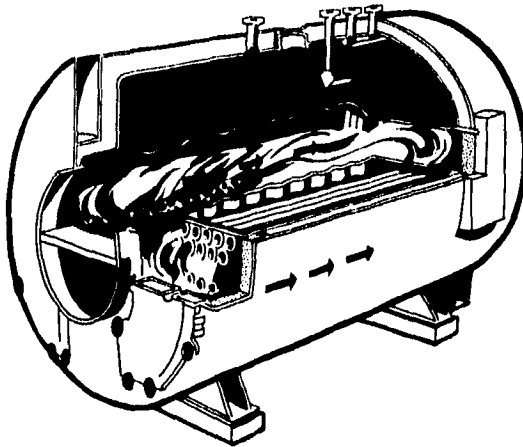


Figura 2.5.- Caldera de tres pasos.

La figura 2.6 muestra las partes principales de una caldera de tubos de humo.

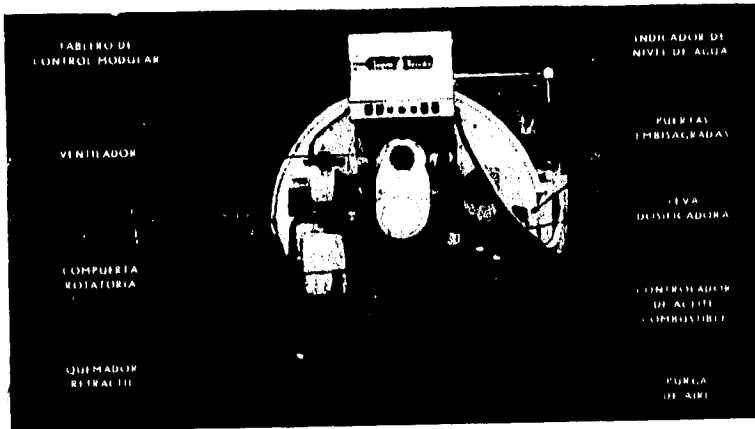


Figura 2.8.- Partes principales de una caldera de tubos de humo.

2.3 Tipos especiales

Para capacidades de vapor de hasta 1,500 Kg/hr, presiones hasta 10 atm. y superficies de calefacción de hasta 60 m², se construyen también calderas estacionarias. Su ventaja reside en el hecho de que no necesitan mucho lugar. Los tipos más conocidos son la caldera con tubos transversales (véase fig. 2.7), la caldera de caja de fuego y tubos de humo (fig. 2.8) y la caldera Cochran (fig. 2.9).

Al registrarse una falta de agua en una caldera de tubos transversales, existe el peligro de un desplome de la caja de fuego. Por este motivo, representa el riesgo mayor entre las demás calderas de tipo vertical.

■ agua ■ vapor

via de los gases de humo

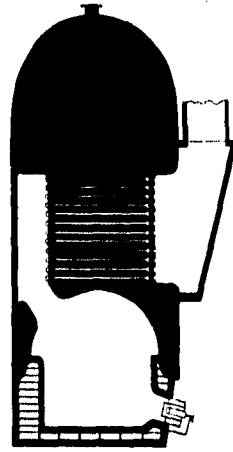
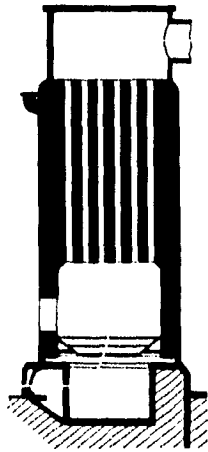
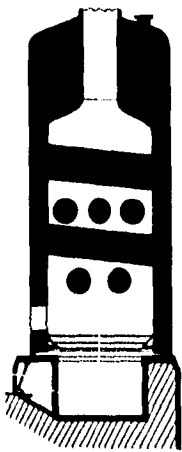


Figura 2.7.- Caldera con tubos transversales

Figura 2.8 Caldera de Caja de fuego y tubos de humo

Figura 2.9 Caldera Cochran

CAPITULO 3 CALDERAS ACUOTUBULARES

3.1 Características Generales y Factores de Riesgo

Las calderas acuotubulares son calderas modernas de alta capacidad, donde se obtienen muy rápidamente cargas máximas. En dichas calderas, el agua es evaporada y sobrecalentada en tubos que pasan a través de una cámara caliente, donde están expuestos al calor de radiación de las llamas y a los gases calientes. El tubo es un elemento de construcción ideal para generadores de vapor, porque por un lado dispone de superficies extensas para el intercambio del calor que son necesarias para la generación de grandes cantidades de vapor y, por otro lado, resiste a la presión y a las exigencias de temperatura, aun cuando su espesor sea relativamente reducido.

En general, las calderas acuotubulares cuelgan de un bastidor en forma tal que pueden dilatarse libremente hacia abajo a consecuencia de la influencia del calor.

Debido a las elevadas temperaturas en las superficies de calefacción, las calderas acuotubulares requieren agua de alimentación tratada cuidadosamente. Si el agua de alimentación no está bien tratada, se forman sedimentos en los tubos en forma de incrustaciones, ácido silícico, etc., que impiden el paso del calor de la pared del tubo al agua de la caldera, pudiendo así originarse un sobrecalentamiento de los tubos y, con ello, la rotura de los mismos. El peligro principal para las calderas acuotubulares son las explosiones, que puedan sobrevenir tanto en los tambores (explosión física) como también en los pasos, en forma de una deflagración (explosión química). No existe el peligro de un desplome, dado que la presión en los tubos de agua es superior a la presión en los pasos.

3.2 Métodos de trabajo en las calderas acuotubulares

En las calderas acuotubulares puede distinguirse entre tres métodos de trabajo a saber:

- El principio de circulación natural
- El principio de circulación forzada
- El principio de paso continuo.

3.2.1 El Principio de Circulación Natural

La circulación natural resulta solamente por la diferencia de los pesos específicos del agua de la caldera que en algunos puntos de la misma está muy caliente y en otros, casi no se calienta o incluso está fría.

En general, en calderas acuotubulares con tubos suficientemente grandes, tiene lugar una circulación natural cuando la velocidad de flujo no es demasiado elevada.

3.2.2 El Principio de Circulación Forzada

Se habla de una caldera de circulación forzada cuando la circulación del agua de alimentación dentro de la caldera es accionada por una bomba. El tipo más conocido de esta construcción es la caldera LaMont (para más detalles, véase inciso Calderas LaMont).

3.2.3 El Principio de Paso Continuo

En la caldera de paso continuo, el agua de alimentación es precalentada, evaporada y sobrecalentada en un paso único. En la práctica, las calderas de paso continuo más conocidas son la caldera Benson que es construida por varias firmas, según licencia de la casa Siemens-Schuckert, y la caldera Sulzer de un solo tubo, que es construida igualmente por varias firmas con licencia (para más detalles, véase inciso Calderas Benson).

3.3 Tipos de Calderas Acuotubulares

3.3.1 Calderas de Tubos Inclinados

Los tubos hervidores en las calderas de tubos inclinados, son rectos y paralelos y están inclinados hacia adelante a un ángulo inferior de 15-20°. Estos tubos se colocan en la parte delantera y trasera de los recipientes de agua. (fig. 3.1).

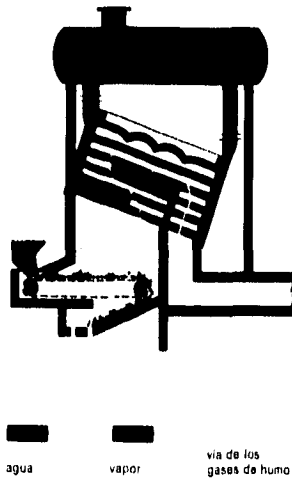


Figura 3.1.- Caldera de tubos Inclinados

3.3.2 Calderas de tubos verticales

Generalmente, las calderas de tubos verticales poseen un tambor superior y un tambor inferior que se conectan por medio de los tubos hervidores a una inclinación muy pronunciada y aún verticales (tubos de subida). Al calentarse el agua, ésta sube en los tubos de subida delanteros al tambor superior, donde libera el vapor generado y vuelve a través de los grupos de tubos traseros, débilmente calentados, (tubos de bajada) al tambor inferior. Con ello queda cerrado el circuito de circulación.

De las calderas de tubos verticales se han desarrollado una serie de calderas especiales.

3.3.2.1 Calderas Especiales Acuotubulares tipo "E.R.K."

En la caldera acuotubular "E.R.K.", el bastidor consiste en tubos verticales no calentados y tubos transversales, que forman al mismo tiempo parte del sistema de circulación de agua.

La ventaja de este tipo de caldera reside en su estructura simple y en la falta de un bastidor especial para colgar el sistema de tubos (fig. 3.2).

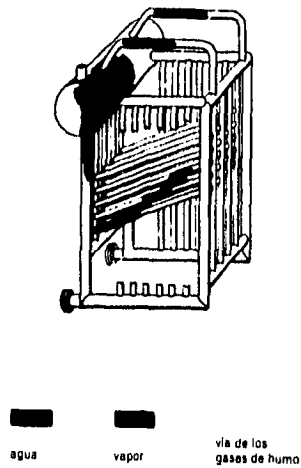


Figura 3.2.- Caldera Acuotubular "E.R.K."

Al emplearse tubos de agua verticales con aberturas para limpieza, no es necesario que el tratamiento del agua de alimentación deba cumplir con exigencias especiales, dado que es fácil limpiar mecánicamente los tubos desde el interior. Sin embargo, esta ventaja no existe cuando se usan tubos curvos, pero se obtiene así una mejor forma de la cámara de combustión.

Las calderas acuotubulares "E.R.K." se construyen hasta una capacidad de vapor de 140 ton/hr con una presión de trabajo de 67 atm. y una temperatura del vapor de hasta 350°C.

3.3.2.2 Calderas de Radiación.

En las calderas de vapor se distingue entre dos sistemas principales para transmitir al agua de la caldera el calor proveniente de la combustión y de los gases, a saber:

- La transmisión de calor por convección o contacto
- La transmisión de calor por radiación.

En la convección, se transmite el calor por medio del contacto de los gases calientes con los tubos de agua.

En caso de radiación, la transmisión del calor tiene lugar sin intervenir un conductor. La radiación del calor consiste en un espectro continuo de ondas electromagnéticas que emite el material que contenga calor sensible y que se transforman de nuevo en calor durante la absorción. La transmisión de calor por radiación es proporcional a la diferencia existente entre las cuartas potencias de las temperaturas absolutas, mientras que la transmisión por convección es proporcional sólo a la primera potencia.

En las calderas de radiación, la transmisión del calor se efectúa principalmente mediante radiación de la cámara de combustión. Estas calderas se caracterizan porque las paredes de la cámara de combustión están rodeadas por tubos de agua. La cámara de combustión está hecha y los fogones están ubicados en forma tal, que los gases de combustión no tocan las paredes de la cámara de combustión. Después de la cámara de

combustión siguen las superficies de calefacción por contacto del precalentador de agua de alimentación (economizador) y del sobrecalentador (fig. 3.3). En los casos de radiación, la transmisión de calor es proporcional a la cuarta potencia y en los casos de convección, lo es a la primera potencia, por eso, las calderas con una sección de radiación son mucho más pequeñas y cuestan menos que las calderas sin sección de radiación. Por este motivo, muchas veces se suele proveer los tipos de calderas usuales, tales como calderas de tubos inclinados, de tubos verticales y de tubos de humo, de una sección de radiación.

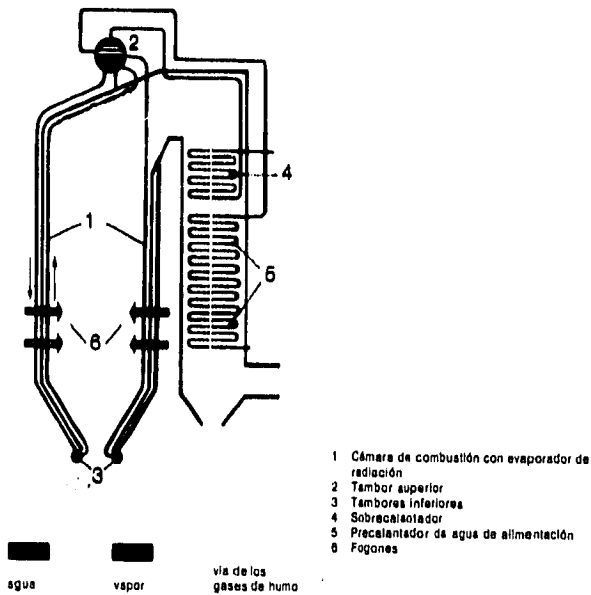


Figura 3.3.- Esquema de una caldera de radiación (circulación natural)

Todas las calderas grandes están diseñadas como calderas de radiación. Las unidades que hay en plantas tienen capacidades de producción de vapor de hasta 3.000 t/h; temperaturas de hasta 660° C y presiones de hasta 350 atm. Aparte de la cámara de combustión, las calderas grandes de una capacidad de vapor mediana disponen de 1 a 3 pasos verticales adicionales. Para capacidades de vapor muy elevadas, se emplean sólo las calderas de un solo paso o de dos pasos. Las calderas de un solo paso alcanzan una altura de construcción superior a 100 m.

3.3.2.3 Calderas LaMont

Esta caldera es una caldera de circulación forzada y tiene su nombre del inventor americano LaMont, quien creó el principio de circulación forzada.

En general, se emplean calderas de circulación forzada cuando se requiere una elevada producción de vapor, debiendo ser el peso reducido: período de arranque breve y una regulación fácil. Es posible corresponder a estas exigencias sólo cuando el volumen de agua es relativamente reducido en proporción a la superficie de calefacción y la carga de la superficie de calefacción, elevada. El volumen de agua relativamente reducido requiere tubos de agua de un diámetro pequeño; la carga elevada de la superficie de calefacción requiere altas velocidades de flujo del agua dentro de los tubos de la caldera, para que las burbujas de vapor que continuamente se forman en las paredes sean arrastradas rápidamente, evitando así sobrecalentamientos locales.

Aquí el empuje de elevación ya no es suficiente para superar las grandes resistencias que se oponen al flujo del agua por los estrechos tubos de agua ni para generar las altas velocidades de flujo requeridas.

En la caldera LaMont se ha procedido, por consiguiente, a forzar la circulación natural por medio de una bomba que saca el agua del tambor de la caldera y la empuja por los tubos. Según el diseño de las calderas, las bombas de circulación requieren una capacidad desde tres hasta ocho veces la generación del vapor. La figura 3.4 muestra el croquis de una caldera

de circulación forzada de este tipo. De vez en cuando, la bomba de circulación es considerada como la causa de averías, pero las experiencias obtenidas en la práctica no han confirmado esta opinión, dado que, hoy día, tales bombas de agua caliente acusan un grado muy elevado de seguridad de funcionamiento. Por las grandes experiencias hechas hasta ahora se puede decir que la bomba de circulación prácticamente no perjudica la seguridad en el servicio de la caldera.

En cuanto a la gama de capacidades, las calderas LaMont no están sujetas a limitaciones algunas. Son construidas para presiones de hasta 190 atm.

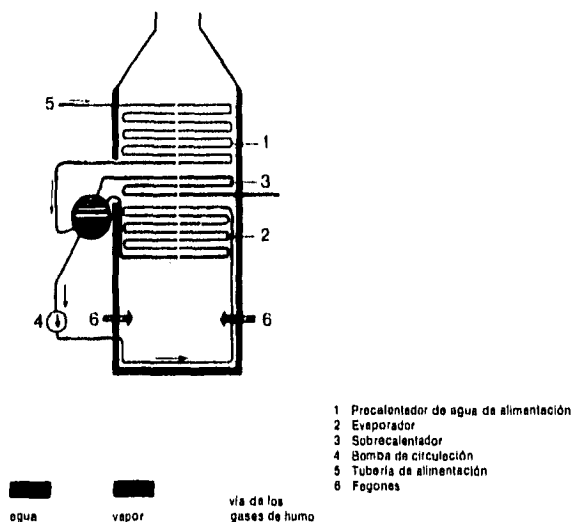


Figura 3.4 Esquema de una caldera de circulación forzada (LaMont)

3.3.2.4 Calderas Benson

El inventor de este tipo de caldera fue el ingeniero checoslovaco Müller, quien se trasladó a Inglaterra donde adoptó el nombre de Benson. Según sus ideas, la caldera debería ser construida solamente para las presiones crítica y sobrecrítica. Más tarde, la caldera Benson se desarrolló también para presiones subcríticas.

La figura 3.5 muestra el esquema de una caldera Benson para servicio subcrítico.

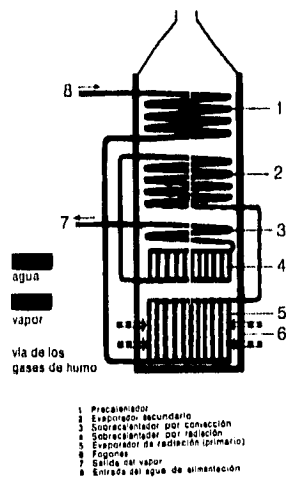


Figura 3.5.- Esquema de una caldera de paso continuo (Benson)

Por medio de un diagrama (fig. 3.6) se tiende a aclarar más detenidamente la evaporación sobrecrítica y subcrítica, respectivamente.

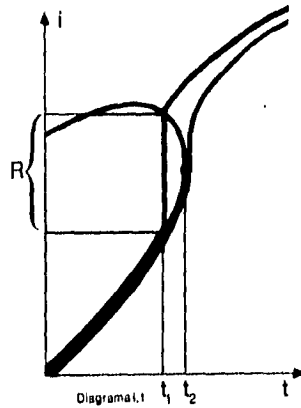


Figura 3.6.- Diagrama i, t

En el eje vertical del diagrama se indica la cantidad de calor (i) transmitida al agua de la caldera en Kcal/Kg y en el eje horizontal, la temperatura (t) del agua; por este motivo se denomina a este diagrama también "diagrama y, t ". Las curvas azul y roja del diagrama son líneas de la misma presión. En la zona gris tiene lugar paulatinamente la evaporación del agua, quedando constantes la presión y la temperatura, mientras que el volumen aumenta.

Con una presión constante de por ej., 100 atms. abs. (operación subcrítica = curva azul) puede observarse cómo se desarrolla el proceso cuando se transmite calor al agua de alimentación: primero aumenta la temperatura del agua hasta llegar al punto de ebullición correspondiente a 100 atms. abs, o sea $t_1 = 309,5^{\circ}\text{C}$. Si continúa el flujo de calor, comienza la evaporación del agua, sin que ascienda la temperatura. Cuando toda el agua se ha evaporado, tiene lugar el sobrecalentamiento del vapor. Si se calienta el agua a una temperatura de $t_2 = 374,2^{\circ}\text{C}$ con una presión de 225,5 atms. abs. se transforma inmediatamente en vapor; y si sigue el flujo de calor, sin modificar el volumen, se incrementará constantemente la temperatura, y el vapor se sobrecalentará al mismo tiempo (curva roja).

De allí se deduce que en la caldera de paso continuo que trabaja en la zona subcrítica, debe existir además del sistema de precalentamiento, otro de evaporación. Del diagrama se puede ver además que el calor necesario para la evaporación R se reduce cada vez más a medida que va aumentando la presión, de manera que a presión crítica ya no se requiere calor para la transformación de agua en vapor.

La caldera Benson es una caldera de circulación forzada que trabaja según el principio de paso continuo. El agua de alimentación es precalentada, evaporada y sobrecalentada en un sistema de tubos, en un paso único. Aquí ya no es posible eliminar el lodo y, por consiguiente, habrá que usar agua de alimentación totalmente desalinizada. Esta caldera no tiene tambores y tampoco tiene un nivel fijo de agua. El flujo de la mezcla de agua y vapor es forzada por la bomba de alimentación. En general, la evaporación tiene lugar por radiación en una sección especial. Mientras que en la caldera de circulación, el agua del tambor se separa del vapor, por regla general, la caldera de paso no acusa un punto fijo de separación. La caldera debe ser regulada en forma tal que se mantenga siempre una proporción determinada entre la cantidad de agua alimentada a la caldera y la capacidad de combustión.

El contenido de agua relativamente reducido de esta caldera tiene por consecuencia un corto periodo de arranque, pero por otro lado también una reducida capacidad de acumulación. Eventuales fluctuaciones de carga deben compensarse por una regulación sensible y una combustión ajustable.

3.3.2.5 Generadores Rápidos de Vapor

El incremento de los salarios, la falta de obreros especializados y los esfuerzos de racionalización de recursos tuvieron por consecuencia el diseño del llamado generador rápido de vapor, que tiene aplicación particularmente en lavanderías, tintorerías y pequeñas industrias químicas, así como en la industria de comestibles. Según las prescripciones legales, estas calderas pequeñas pueden ser instaladas dentro de los locales de servicio o en el sótano y ser operadas sin control constante. Esto requiere que los dispositivos de regulación, control y seguridad deben ser mantenidos con gran atención y por personal muy experto en la materia.

Las calderas desarrolladas, teniendo en cuenta estas exigencias, son calderas acuatubulares según el sistema de circulación natural, circulación forzada o de paso con una regulación rápida de la combustión (gas, aceite) y una generación de vapor de hasta 3.000 Kg/h. Las calderas están provistas de alimentación automática y poseen dispositivos adicionales de seguridad (limitador de presión, control de seguridad contra la falta de agua), para poder operarlas sin un control manual permanente. Es condición previa que el agua de alimentación esté bien tratada. El hecho de que estas calderas estén listas para el funcionamiento dentro de un breve plazo tiene la desventaja de que el volumen de agua y la capacidad de acumulación son reducidos.

Los generadores rápidos de vapor constituyen riesgos graves y es posible conceder un seguro sólo bajo la condición de que la caldera disponga de todos los dispositivos de seguridad necesarios y sea inspeccionada regularmente en cumplimiento de un contrato de mantenimiento.

3.3.2.6 Calderas Tipo Paquete

Últimamente, las calderas acuatubulares pequeñas y medianas se diseñan en forma de las llamadas calderas tipo paquete. En este tipo de caldera, todo el cuerpo de la caldera es soldado en la fábrica bajo condiciones favorables desde el punto de vista técnico y económico, y luego es transportado al lugar de montaje. En general, se trata de calderas de circulación

natural con una sección de radiación como primer paso. El sobrecalentador y la superficie de calefacción por contacto están ubicados en el segundo paso de retorno. Se construyen tales calderas hasta una capacidad de 40 t/h; con una presión de 65 atm. y una temperatura de vapor de 500°C.

El ahorro de costos con relación a las construcciones usuales es de 20 hasta 25%, aparte de que muchas veces se pueden comprar tales calderas directamente del almacén y montarlas en un breve período.

CAPITULO 4 DISPOSITIVOS DE CONTROL EN LOS GENERADORES DE VAPOR

En la operación de generadores de vapor es usual, desde hace mucho tiempo, regular las diversas magnitudes características tales como combustión, presión, temperatura del vapor y nivel de agua. Esta regulación se efectúa de acuerdo con diversos métodos que tienen en común que los valores de estas magnitudes se mantienen, a la larga, dentro de un margen determinado alrededor del valor nominal prescrito, gracias a equipos que funcionan automáticamente.

Uno de los factores principales para la operación óptima de una caldera es el de contar con un sistema de suministro de agua adecuado para cada caso en particular. Esto se debe a que es indispensable mantener un nivel de agua constante en el interior de la caldera para que no ocurra un siniestro o falla de alguna de sus partes.

Esta regulación no está en condiciones de absorber por sí misma eventuales deficiencias o irregularidades durante el funcionamiento de los generadores de vapor, ni de compensar descensos súbitos y repentinos de la carga, sin que sea necesario un manejo manual, a no ser que los respectivos equipos de regulación estén diseñados particularmente para este fin. Es posible, sin embargo, combinarlos con dispositivos de alarma que señalen cuando sea necesario su manejo manual. Es cierto que una regulación significa un alivio para el personal requerido para el manejo de generadores de vapor, sin que de ninguna manera pueda sustituirlo.

La automatización se distingue de la regulación por el hecho de que puede absorber trastornos y situaciones peligrosas durante el funcionamiento sin que se produzcan daños y sin que sea necesaria una intervención manual. Por ello, es adecuada para sustituir a los fogoneros.

En la automatización se emplean equipos adicionales a los de regulación, los cuales actúan en caso de fallar o estar sobrecargados estos últimos; en otras palabras, la automatización constituye una ampliación de las funciones de los equipos reguladores.

El desarrollo de la automatización comenzó hace veinticinco años aproximadamente. Pero muy pronto se puso de manifiesto que, ni el diseño de los equipos era satisfactorio en todos los aspectos, ni los empresarios tenían conocimientos y experiencia suficientes sobre el funcionamiento de los equipos y su mantenimiento. Esta circunstancia tuvo por consecuencia que, en Europa, el número de daños provocados por falta de agua subió bruscamente en los generadores de vapor de regulación automática con combustión de aceite y gas.

Para que los generadores de vapor regulados automáticamente funcionen sin interrupción alguna, es imprescindible un mantenimiento y una revisión regulares y concienzudos de los dispositivos de regulación, de seguridad y alarma. Esto presupone que el personal de mantenimiento debe tener conocimientos exactos del diseño y funcionamiento de dichos dispositivos. El punto de vista usual durante el comienzo de la automatización, de que ahora el generador de vapor "funciona por sí mismo" y no necesita ser vigilado, quedó anticuado definitivamente del mismo modo que la idea de que un dispositivo de seguridad adecuado sólo perjudica el funcionamiento y debe desconectarse. Por otra parte, no se puede esperar que en empresas pequeñas, el personal de mantenimiento tenga conocimientos suficientes de las complicadas conexiones eléctricas. Por consiguiente, es necesario que los equipos automáticos sean revisados y mantenidos, por lo menos semestralmente, y si se producen eventuales trastornos, por parte de un experto en la materia, p. ej. por el servicio de mantenimiento del fabricante. Sólo cuando se logre que se observen todos los aspectos mencionados, se podrá contar con una disminución de la frecuencia de siniestros en estos equipos automáticos.

4.1 Sistemas de Alimentación de agua.

Todo sistema efectivo de alimentación de agua a calderas debe contar con:

- a) Reserva mínima de agua (tanque de almacenamiento)
- b) Equipo de bombeo
- c) Control de sistema

4.1.1 Reserva Mínima.-

La cantidad de agua que se alimenta a una caldera es prácticamente la cantidad de vapor que se produce, por lo tanto la reserva de agua necesaria es proporcional a la capacidad de la caldera.

Un criterio recomendable para obtener la cantidad de agua de reserva y la capacidad del tanque es el de almacenar una cantidad mínima de agua suficiente para sostener la evaporación en la caldera por lo menos durante 20 minutos.

Ejemplo: Determinar la reserva mínima de agua necesaria para el funcionamiento de una caldera de 100 caballos caldera de capacidad.

Para satisfacer la demanda de agua de un caballo caldera durante un minuto es necesario 0.261 lts. (0.069 galones).

De acuerdo a lo anterior, una caldera de 100 CC evaporará:

$$100 \text{ CC} \times 0.361 \text{ lts/min. CC} = 26.1 \text{ lts/min.}$$

Si la reserva mínima deberá satisfacer la evaporación en la caldera durante 20 minutos, entonces la reserva mínima total es:

$$26.1 \text{ lts/min.} \times 20 \text{ min.} = 522 \text{ lts.}$$

El tanque de almacenamiento no deberá estar ahogado en ningún momento, por lo tanto, el volumen total de éste debe ser:

Reserva mínima de agua

$$0.7$$

$$522 / 0.7 = 746 \text{ lts.}$$

Esto es con la finalidad de dejar libre el 30% del volumen del tanque.

En la mayoría de los casos, para cumplir con un almacenamiento de agua adecuado se utiliza un recipiente el cual además de mantener la reserva mínima de agua, sirve también para recibir los retornos de condensados de alta y baja presión (si los hay) y el cual se denomina tanque de condensados.

El agua de alimentación de calderas debe estar a la temperatura más alta posible para evitar problemas de dilatación, contracciones y choques térmicos dentro de la caldera, de aquí la conveniencia de utilizar un mismo tanque para almacenar la reserva mínima y para recibir los retornos de condensados lográndose con esto elevar la temperatura del agua de repuesto necesaria.

En ciertos casos en los que el agua de alimentación disponible y las condiciones que se requieren para ésta hacen necesaria la desaereación, tema del cual se hablará en el siguiente capítulo con más amplitud, por lo que el tanque de condensados común se sustituye por un desaereador.

Se sabe que un desaereador es parte de un equipo diseñado primordialmente para la remoción del aire y de los gases corrosivos (oxígeno y bióxido de carbono) presentes en el agua de alimentación y para el precalentamiento de la misma antes de entregarla dentro de la caldera. Quedando así ampliamente protegida la caldera y el equipo auxiliar conectado a ella.

En conclusión se puede decir que para contar con la reserva mínima de agua de alimentación es necesario tener un tanque de condensados, un desaereador o un sistema con la combinación de ambos.

4.1.2 Equipo de bombeo y control del sistema.-

Existen cinco criterios de diseño que deben ser considerados antes de que una bomba de alimentación de agua sea seleccionada.

4.1.2.1 Operación continua o intermitente.

La primera consideración que hará tomar una decisión es determinar si la bomba va a funcionar en forma continua o intermitente; esta consideración depende de una serie de factores tales como: el tipo de servicio de la caldera, si ésta es de tubos de agua o de tubos de humo, marca, etc. En la mayoría de los casos de aplicación de bombas de alimentación de agua en calderas de tubos de humo, éstas se encuentran operando en forma intermitente; mientras que para calderas de tubos de agua el ciclo de trabajo para las bombas de alimentación es continua.

Las calderas de tubos de humo son usualmente proporcionadas con un flotador sobre el cual actúa un interruptor, el cual para y arranca la bomba de alimentación entre cierto nivel. En este caso la línea de descarga a través de la bomba de alimentación debe dirigirse directamente a la caldera sin restricciones en esta línea.

Las calderas de tubos de agua son usualmente proporcionadas con un tipo de regulador de agua de alimentación el cual modula la cantidad de agua alimentada a la caldera entre ciertos niveles predeterminados, en este caso la bomba trabajará continuamente y ésta operará entre sus rangos de mínima y máxima capacidad.

Cuando la caldera de tubos de humo es proporcionada con algún tipo de válvula motorizada en la línea de alimentación, la bomba de alimentación puede ser seleccionada para operación intermitente continua dependiendo de las especificaciones. Es improbable que una caldera de tubos de agua sea proporcionada con un simple interruptor para operación intermitente de la bomba de alimentación de agua.

Es importante saber si la bomba opera en forma intermitente o continua, debido a que la capacidad, presión de descarga y tipo de la bomba seleccionada dependerá de esta consideración.

Existen dos tipos de bombas disponibles a saber:

Bombas Tipo Turbina.- Utilizada frecuentemente para operación intermitente

Bombas Tipo Centrífuga.- Utilizada generalmente para operación continua.

Lo anterior no implica que una bomba tipo turbina no pueda ser utilizada para operación continua o que una bomba tipo centrífuga no pueda ser utilizada para operación intermitente, sin embargo el criterio de selección será diferente.

4.1.2.2 Temperatura del agua manejada inicialmente.

La temperatura del agua inicialmente manejada por la bomba es también un criterio importante en la selección de las bombas. Usualmente están disponibles bombas estándar con rangos de temperatura entre aproximadamente 100°C a 104°C, mientras que otras bombas están disponibles para temperaturas hasta de 121°C o mayores con enfriamiento de agua externo. Si la temperatura es mayor a 121°C será necesario consultar al fabricante.

4.1.2.3 Capacidad.

Todas las bombas tipo turbina tienen que ser seleccionadas para una capacidad de 1.5 a 2.0 veces la capacidad de evaporación de la caldera para la que se va utilizar, a menos que las especificaciones requieran valores más altos.

Las bombas centrífugas (operación continua) deben ser seleccionadas sobre la base de 1.10 a 1.15 veces la capacidad de evaporación de la caldera. Aumentar a este factor una determinada cantidad de litros (dependiendo de la bomba y el tamaño del motor seleccionado) requeridos para el orificio del autocebante (By-pass).

4.1.2.4.- Presión de descarga.

La presión de descarga de la bomba es otro principio el cual requiere cuidadosa consideración. Si la tubería en la línea de descarga de la bomba está conectada directamente a la caldera (sin válvula motorizada o regulador de alimentación de agua en esta línea) solamente es necesario considerar la presión de operación de la caldera y las pérdidas a través de la línea para determinar la presión de descarga en la bomba.

La selección de la presión de descarga en bombas tipo turbina es menos crítica que en bombas centrífugas.

Se debe tener la seguridad de que la presión de descarga seleccionada siempre es mayor que la presión de operación de la caldera. Generalmente de 0.35 a 1.76 Kg/cm² por arriba de la presión de operación de la caldera es una buena consideración.

Si se requiere una válvula motorizada en la línea de descarga , debe aumentar la presión en un rango de 1.41 a 1.76 Kg/cm² a la presión de operación de la caldera para determinar correctamente la presión de descarga de la bomba.

Como se ha mencionado, prácticamente todas las calderas de tubos de agua están equipadas con reguladores de agua de alimentación, por lo tanto la selección de la presión de descarga de la bomba centrífuga debe ser hecha sobre la base de aumentar 1.76 Kg/cm² ó 2.11 Kg/cm² a la presión de operación de la caldera, quedando también consideradas las pérdidas a través de la línea dentro de este incremento.

En algunos casos será conveniente mostrar dos selecciones de bombas para la misma capacidad y presión de descarga. Cuando existan dos selecciones, se podrá escoger cualquiera de ellas de acuerdo a las condiciones de trabajo tales como la carga de succión positiva (NPSH), presión y capacidad del motor. Usualmente a menor NPSH en las bombas, se tendrán mayores requerimientos de capacidad y a mayor NPSH se tendrá menor requerimiento de capacidad.

4.1.2.5. Carga Neta de Succión positiva (NPSH) requerida.

Cada diseño de bomba tiene un cierto requerimiento de NPSH.

Esta es la cantidad de líquido en cm. que deberá ser presentada en la succión de la bomba para prevenir la cavitación y para proporcionar una operación adecuada.

Es recomendable hacer una selección que tenga los mas bajos requerimientos de NPSH posibles.

Para cumplir con esto se deben aceptar algunas limitaciones. Usualmente una selección con un requerimiento de bajo NPSH, establece una bomba grande y consecuentemente requiere un motor de gran capacidad. Sin embargo, generalmente, es más importante mantener la altura total a un mínimo tal que se deba seleccionar una bomba con un NPSH elevado.

Los dispositivos de seguridad dependen del diseño de los generadores de vapor. Por este motivo, se dividen estos equipos en dos grupos, según su forma de construcción, a saber: generadores de vapor con depósito de agua y calderas acuotubulares.

4.2 Equipos Utilizados en Generadores de Vapor con Depósito de Agua

4.2.1 Equipos Externos Para la Regulación y Limitación del Nivel de Agua

La figura 4.1 muestra el esquema de un equipo flotador externo que sirve para regular o limitar el nivel del agua según la conexión eléctrica correspondiente.

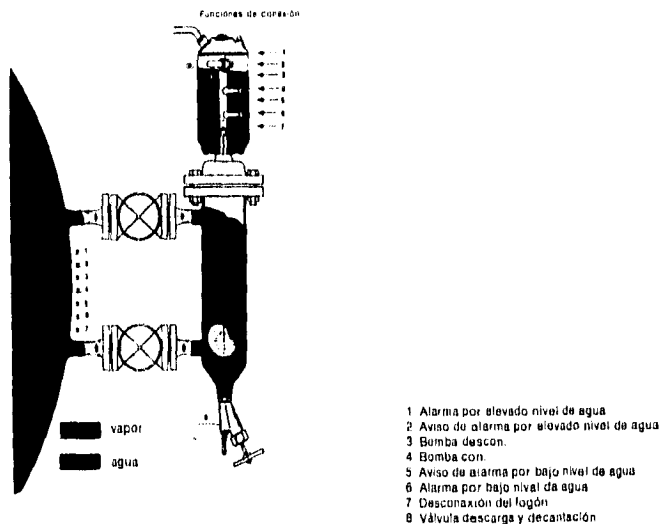


Fig. 4.1 Regulador y Limitador del nivel de agua diseñado como flotador externo

También es posible combinar ambas funciones en un solo equipo si -como muestra la presente figura- hay dispuestos un número determinado de dispositivos de contacto. Sin embargo, los reguladores y limitadores del nivel de agua deberían tener dispositivos separados o habría que prever siempre dos equipos combinados. La redundancia así obtenida aumenta el factor de seguridad.

Los flotadores y cuerpos de desplazamientos están contruidos, en la mayoría de los casos, de acero inoxidable y deben tener un juego suficiente dentro de la carcasa para que no queden agarrotados en caso de un ensuciamiento insignificante. Para el depósito de lodo que penetra en la carcasa del flotador habrá que prever un espacio suficiente por debajo del tubo de conexión inferior que va al generador de vapor y por debajo del flotador en la posición del nivel mínimo de agua. Es muy importante que la construcción cumpla este requisito para prevenir posibles daños. Las experiencias obtenidas han mostrado que en los equipos antiguos con poco espacio para el depósito de lodo, los flotadores podían descansar sobre el

mismo, no estando en condiciones, por lo tanto, de advertir si el nivel de agua en el generador de vapor era inferior al límite mínimo.

La figura 4.2 muestra la carcaza del flotador de un equipo antiguo que no posee espacio para el depósito de lodo por debajo del tubo inferior de conexión al generador de vapor. Aquí no sólo existe el peligro de que quede sujeto el flotador, sino también de que se obture el tubo de conexión inferior.



Figura 4.2.- Modelo de flotador externo sin cámara para el depósito de lodos

Como los espacios para el depósito de lodo dentro de las carcazas del flotador no pueden dimensionarse arbitrariamente, hay que tener en cuenta que las carcazas del flotador deben limpiarse regularmente en periodos no demasiado largos, como es usual también en los dispositivos indicadores del nivel de agua, con el fin de obtener un funcionamiento ininterrumpido. Para esta finalidad, los equipos están provistos de una válvula de expulsión.

Para permitir la limpieza de la carcasa del flotador por separado en el lado de vapor y en el de agua, se han montado dispositivos de cierre en los conductores hacia el generador de vapor, cuyo diámetro interior debe ser de 20 mm, como mínimo. También para los conductores se ha fijado un diámetro interior mínimo. En los limitadores del nivel de agua de este tipo de construcción, los dispositivos de cierre en los conductores están diseñados de forma tal que permiten la combustión sólo en su posición abierta. Esto puede lograrse, p.ej., mediante el montaje de contactos terminales en el husillo de la válvula. Los contactos terminales están insertados en la cadena de enclavamiento de la combustión automática. Así se evita que un dispositivo de cierre, p. ej. después de limpiado, quede cerrado inadvertidamente, quedando desconectado, por lo tanto, el funcionamiento del equipo.

El movimiento del flotador se transmite a través de la barra del mismo y del imán permanente sujeto a ésta, a los elementos de conexión situados fuera de la cámara de presión. La barra del flotador no debe agarrotarse. El imán permanente debe colocarse o taparse de forma que no entre en contacto con el agua de la caldera. Por consiguiente, deberá evitarse también una alimentación excesiva del generador de vapor. Si se moja el imán, éste detiene partículas ferro-magnéticas que suelen caer de las paredes al agua de la caldera, especialmente cuando se trate de generadores nuevos de vapor. El campo magnético se debilita así en forma tal que los elementos de conexión ya no pueden accionarse. El mismo fenómeno se presenta cuando la espuma del agua de la caldera puede alcanzar el imán. La posición del imán y, con ello, también el movimiento libre del flotador pueden localizarse desde fuera durante el funcionamiento. Sería aconsejable proceder así regularmente para cerciorarse de la capacidad de funcionamiento del equipo.

Antes se empleaban frecuentemente interruptores de palanca de mercurio como elementos de conexión. Pero en caso de una colocación desfavorable de los equipos en el generador de vapor, puede ocurrir que por la influencia del calor exterior, la evaporación del mercurio sea tan fuerte, que los interruptores de palanca no funcionen.

La figura 4.3 muestra interruptores de palanca de mercurio que por una falsa colocación quedan fuera del campo magnético. Por este motivo, hoy día se han sustituido casi la mayoría

de ellos por contactos fijos de metal, que permiten una sujeción en forma tal que quedan con toda seguridad dentro del campo del imán.



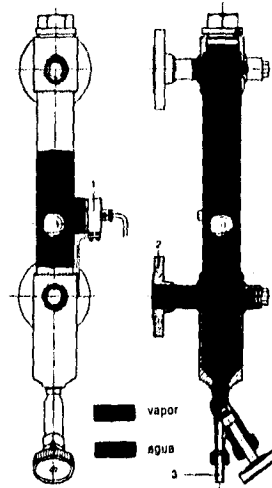
Figura 4.3.- Los interruptores a palanca de mercurio se han desplazado después de un largo período de funcionamiento y ya no quedan dentro del campo magnético

Otra ejecución de estos equipos muestra la figura 4.4. Aquí, el movimiento del cuerpo de desplazamiento se transmite mecánicamente desde la cámara de presión a través de un eje cerrado por una junta de falda, a los contactos de conexión.



Fig. 4.4 Flotador externo con transmisión automática de los calores de medición

En el sistema según figura 4.5, el movimiento del flotador es transmitido por éste directamente a un contacto fijo de metal montado en la parte exterior de la carcasa a una altura adecuada, el cual lleva también los imanes. Un resorte evita que el flotador baje en el espacio para el depósito de lodo.



- 1 Contacto de metal fijo con manómetro
- 2 Tubuladura de entrada
- 3 Tubería de decantación

Figura 4.5 Flotador externo con imanes colocados al exterior de la carcasa. Un resorte evita que el flotador baje en la cámara para el depósito de lodo.

4.2.2 Equipos Internos para la Regulación y Limitación del Nivel de Agua

La figura 4.6 muestra una representación esquemática de un equipo de flotador para el nivel de agua, instalado en el mismo generador de vapor. La estructura de este equipo es bastante similar a la de un flotador externo. Pero aquí el flotador o cuerpo de inmersión del equipo no se halla dentro de una carcasa resistente a la presión, sino dentro de un tubo protector. Este tubo protector es necesario para que el movimiento de la superficie del agua, más o menos fuerte según la clase de construcción del generador de vapor, actúe sobre el flotador sólo de forma atenuada.

Para garantizar que el agua pueda comunicarse entre sí dentro y fuera del tubo protector, habrá que proveer al tubo protector dentro de la cámara de vapor de orificios u otras aberturas. Para atenuar el movimiento del agua, la parte inferior del tubo protector acusa un adelgazamiento, en otros modelos está cerrado por debajo en forma oblicua y provisto de una abertura lateral. También aquí existe la posibilidad de una obstrucción o de la formación de un cono de lodo. Por este motivo, sería aconsejable inspeccionar el equipo en períodos regulares, cuando el generador de vapor no esté en servicio. No es posible soplar los equipos de esta clase. Es factible efectuar una prueba de funcionamiento con sólo bajar el nivel de agua en el generador de vapor. Pero como el punto de reacción de un limitador del nivel de agua se encuentra a la altura o sólo un poco por encima del nivel mínimo de agua, al realizar una prueba de funcionamiento se baja el nivel de agua a un mínimo por razones de mayor seguridad estando el fogón desconectado.

El equipo trabaja bien si, a continuación, no es posible poner en funcionamiento el fogón sin alimentar ni desbloquear el limitador. Por lo demás, también aquí es posible explorar desde fuera la posición del imán.



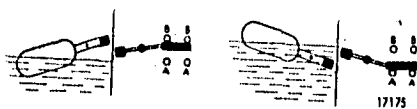
Figura 4.6.- Flotador interno con tubo protector para atenuar el movimiento del agua.

En el equipo de flotador interior según figura 4.7, los movimientos de la barra del flotador son transmitidos a través de dos imanes opuestos a un elemento de conexión fuera de la cámara de presión. (ver también la representación esquemática simplificada en la figura 4.8). En este equipo no se puede explorar la posición del imán desde fuera. Es posible hacer una prueba de funcionamiento bajando solamente el nivel de agua en el generador de vapor.



17174

Figura 4.7 Flotador Interno sin tubo protector



17175

Figura 4.8.- Transmisión del movimiento del flotador en el equipo según figura 4.7

En cambio, los equipos de electrodos montados en la mayoría de los casos en el mismo generador de vapor, trabajan conforme a un principio absolutamente diferente, según muestra el croquis de la figura 4.9. Es verdad que, en principio, estos equipos podrían alojarse dentro de una carcasa propia fuera del generador de vapor, pero esta forma no ha encontrado gran acogida. Igual que en los equipos con flotador, también los electrodos -cuando estén montados en el interior- disponen del tubo protector para atenuar los movimientos del agua, existiendo, en cambio, las mismas posibilidades de que se produzcan perturbaciones por obstrucción del tubo protector o por el depósito de lodo en el mismo. La eficacia de los equipos de electrodos se basa en la conductibilidad del agua de la caldera. Durante el funcionamiento, los electrodos se sumergen dentro del agua de la caldera, cerrando así el circuito de corriente conducido a través de un propio relevador. Al pasar por debajo del nivel mínimo del agua, salen los electrodos y queda interrumpido el circuito de corriente, desconectándose el relevador. Este acciona un interruptor en la cadena de seguridad del fogón. En vista de que puede producirse una entrada de tensión por contacto, los equipos de electrodos trabajan con tensiones inferiores a 42 V.

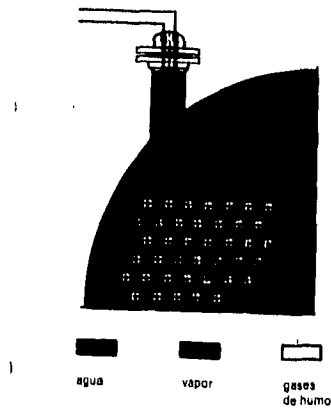


Figura 4.9 Representación esquemática de un equipo de electrodos interno. El tubo protector sirve para amortiguar el movimiento del agua.

Los citados equipos de electrodos son muy sensibles. Por consiguiente, el movimiento de la superficie del agua en el generador de vapor causa un efecto más nocivo en los electrodos que en los equipos con flotador. Es posible descartar estas influencias desfavorables eligiendo un punto apropiado para su montaje. Así, p.ej. no es conveniente instalar equipos interiores por encima de superficies calentadas fuertemente, porque en tales puntos las burbujas de vapor que suben pueden causar una elevación notable del nivel de agua.

Además, los equipos de electrodos deben ser insensibles contra posibles capas de sedimentación y la formación de espuma del agua de la caldera. Las experiencias obtenidas en la práctica muestran que las capas de sedimentación casi nunca provocan perturbaciones. Es suficiente que al limpiar el generador de vapor, los electrodos se cepillen cuidadosamente. Hay que tener presente, sin embargo, que esto no es aplicable para equipos de electrodos más antiguos, cuyo tipo de construcción es similar a las bujías de motores de combustión. Estos modelos están muy expuestos a ensuciarse y deben ser limpiados más frecuentemente. Por este motivo, hoy día casi no se los emplea.

La insensibilidad contra la formación de espuma en el agua de la caldera es debida a que la espuma puede tener una conductibilidad que simula la existencia de agua en los electrodos. Para evitar esto, los fabricantes prevén una tapa inferior en el tubo protector, eludiendo así el contacto con la espuma y determinando una densidad de corriente adecuada entre los electrodos. Pero también durante el funcionamiento hay que tener presente que la formación de espuma quede dentro de límites admisibles y que la concentración de sales en el agua no suba demasiado. Los ensayos hechos con equipos de electrodos muestran que es posible que en el condensado de vapor se produzcan los mismos valores de conductibilidad que en el agua de la caldera bajo condiciones extremas con una conductividad muy elevada del agua de la caldera y una fuerte formación de espuma, junto con un arrastre parcial del agua en la tubería de vapor -como puede suceder en caso del nivel de agua demasiado elevado o sobrecarga del área de evaporación. Bajo tales circunstancias, los equipos de electrodos no pueden trabajar con plena seguridad.

4.2.3. Equipos para la Regulación y Limitación de la Presión del Vapor

Los equipos para la regulación y limitación de la presión del vapor son necesarios para un funcionamiento libre de perturbaciones de generadores de vapor accionados automáticamente. Pero desde el punto de vista de la seguridad técnica, no tienen la misma importancia que los equipos para la regulación y limitación del nivel de agua. Al fallar los equipos sometidos a presión, la válvula de seguridad del generador de vapor acciona y evita así otro aumento de la misma. El vapor que escapa por la válvula de seguridad produce un descenso del nivel de agua dentro del generador de vapor. Si no es posible mantener el nivel de agua por alimentación adicional ni bajar la presión, el limitador del nivel de agua actúa. Esto pone de manifiesto que los equipos para el nivel del agua tienen mayor importancia desde el punto de vista de la seguridad técnica.

Los equipos que trabajan exclusivamente como limitadores de presión son, por su tipo de construcción, manómetros de contacto. Depende exclusivamente de la conexión eléctrica el que estos equipos actúen como limitadores, o sea, que al hacer contacto no solo desconecten el fogón sino que también lo bloqueen.

El croquis de la figura 4.10 muestra la estructura de un regulador de presión o manostato. La presión de vapor es transmitida a través de un muelle tubular, una membrana o un fuelle a una parte móvil que es mantenida en equilibrio mediante un muelle según la presión reinante. La tensión del muelle determina el punto de equilibrio en relación con la presión de conexión, fijando así la presión de desconexión. El contacto de conexión permanece en esta posición hasta que por bajar la presión y por el movimiento inherente de bajada de las piezas de arrastre, se sitúa en la otra posición de conexión. La pieza de arrastre requerida a tal fin es ajustable. Gracias a ello es posible ajustar no sólo la presión de desconexión sino también la diferencia con la presión de conexión y con ello esta misma. No es necesario un mantenimiento continuo de estos equipos durante el funcionamiento. La conexión a la cámara de vapor se efectúa, como es usual en manómetros, a través de un sifón.

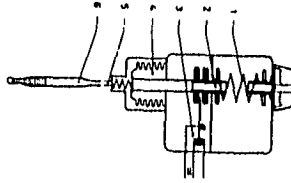


Figura 4.10 Representación esquemática de un regulador de presión. La conexión de este equipo a la cámara de vapor del generador se efectúa a través de un sifón

- 1.- Resorte principal
- 2.- Husillo principal
- 3.- Sistema de contacto
- 4.-Tubo ondulado
- 5.-Tubo capilar
- 6.-indicador de los valores de medición

4.3 Equipos utilizados en Calderas Acuotubulares

En los generadores de vapor conectados según el principio de circulación natural, se ha fijado un nivel de agua mínimo. Por consiguiente, la regulación del nivel de agua puede efectuarse en la misma forma que en las calderas de vapor con reservas de agua.

En los generadores de vapor conectados según el principio de paso continuo no se establece un nivel de agua mínimo. Por lo tanto, no pueden utilizarse los equipos descritos para la regulación y limitación del nivel de agua. En vez del regulador del nivel de agua se utiliza un equipo que regula automáticamente y en sistema "compound" el aprovisionamiento de agua de alimentación y el suministro del combustible. La función del limitador del nivel de agua lo asumen equipos que evitan un calentamiento no admisible de los tubos del generador de vapor. La regulación y limitación de la presión del vapor se efectúan igualmente mediante un mando del suministro de agua de alimentación y del combustible. En general, el propietario de una planta no está en condiciones de encargarse del mantenimiento de tales equipos, debido también a que muchas veces la ejecución completamente revestida de tales generadores de vapor dificulta su accesibilidad. Por consiguiente, sería aconsejable recurrir al servicio que para la clientela ofrecen los fabricantes; por ello, no se entró en más detalles sobre estos equipos.

4.4 Supervisión en las Calderas.

El factor de riesgo en calderas depende en gran parte del nivel de supervisión que requieran las mismas. Los tipos de controles existentes en cada caldera pueden variar, pero en general, se pueden clasificar en:

- Calderas con supervisión constante
- Calderas con supervisión limitada
- Calderas con controles automáticos las 24 hrs.

Es obvio que el primer tipo está equipado con el mínimo de dispositivos de control y los otros dos tipos poseen controles más sofisticados y con circuitos de seguridad y autosupervisión propios.

4.4.1 Calderas con supervisión constante.

El operador (fogonero) supervisa los dos parámetros importantes, el del nivel del agua y la presión. La temperatura es secundaria, ya que este tipo de calderas manejan vapor

saturado donde la temperatura siempre corresponde a la presión. Generalmente, estas calderas están equipadas con los siguientes accesorios:

Válvula de seguridad

Manómetro

Tres indicadores de nivel, dos oculares a cada lado de la caldera y el tercero para indicar "bajo nivel" conectado a una bocina.

Dos bombas de alimentación accionadas por dos diferentes fuentes de energía.

Este tipo de caldera ya casi ha desaparecido, pero todavía se puede encontrar. Opera quemando carbón sobre parrilla y con el hogar exterior de paredes de ladrillos y mampostería.

El problema de estas calderas son las paredes calientes que tienen una carga térmica muy grande que hace difícil el control de la caldera. Por ejemplo, si falla la bomba de alimentación no basta quitar el fuego pues las paredes siguen transfiriendo calor a la caldera que a su vez evapora más agua. Por esta razón se requieren dos bombas de alimentación.

El fogonero tiene que realizar las siguientes funciones:

1) Regular el fuego según la demanda de vapor, tomando en cuenta los dos parámetros:

El nivel del agua

La presión

2) Arrancar y parar la bomba de alimentación según las necesidades

3) Regular el fuego para mantener una combustión óptima

4.4.2 Calderas con supervisión limitada.-

Este tipo de calderas requieren de una supervisión cada dos horas

El quemador debe ser regulable. La construcción no debe permitir que la carga térmica de las paredes y del fogón evapore el contenido de la caldera una vez apagado el fuego.

No se deben formar o generar gases en el hogar una vez apagado el fuego.

Debe tener regulación automática del agua por dos limitadores.

Debe tener regulación automática de la presión por un limitador.

La supervisión de la llama se realiza con una celda fotoeléctrica.

4.4.3 Calderas de control automático libres de supervisión

Se dice que una caldera "sin supervisión" es aquella que no requiere de la misma en 24 hrs.

La diferencia entre esta caldera con la de supervisión limitada consiste en la construcción especial de los accesorios de control que permiten una inspección funcional automática y periódica y la supervisión del flujo del agua de alimentación.

Este tipo de calderas no es muy común en México, pero es posible encontrarse alguna en empresas con altos índices de automatización.

CAPITULO 5 TRATAMIENTO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN

5.1 Generalidades

5.1.1 El Agua, Su uso industrial y sus problemas en las calderas

El agua es el compuesto más abundante en la superficie del planeta, el más ampliamente utilizado y el más necesario para el desarrollo de la vida en todas sus fases, para el desarrollo comercial, industrial, etc.

Dentro de los usos del agua se puede mencionar el Industrial, como fuente de energía incorporada a diversos productos manufacturados, como elemento auxiliar de fabricación y como refrigerante o transportador de calor.

La industria emplea el agua de varias maneras, tales como:

- 1.- Para generar vapor y usar la energía y calor contenidos en él.
- 2.- Para transformación de materias.
- 3.- Para formar parte de productos (materia prima)
- 4.- Para proceso de productos.
- 5.- Para limpieza.

Cualquiera que sea su utilización y en todos los campos industriales de su aplicación, el agua siempre requiere un tratamiento previo ya que de no ser así, se presentarán problemas de diversa índole.

Para poder tratar el agua es necesario determinar la utilización que se le va a dar y conocer a fondo las impurezas que lleva consigo, para que de esta forma se pueda atacar el problema de manera efectiva.

5.1.2 PH del Agua.

El término conocido como PH (potencia de hidrógeno) corresponde al logaritmo inverso de la concentración de iones hidrógeno. La escala del PH varía de 0 a 14, esto resulta debido a lo siguiente:

La molécula de agua pura (H_2O) contiene por separado al grupo hidrógeno (H^+) y el grupo hidróxido (OH^-). El producto de la concentración de iones H^+ e iones OH^- a una temperatura de $25^\circ C$ es 1×10^{-14} . Cuando la concentración de iones H^+ decrece, la concentración de iones OH^- aumenta y viceversa, pero siempre el producto de las dos concentraciones permanece en la relación 1×10^{-14} . Como el PH es una función logarítmica, se tiene por resultado el 0 como límite inferior y el 14 como límite superior de la escala. Cuando la concentración de iones (H^+) es igual a la concentración de iones (OH^-) se tiene un PH neutral igual a 7.

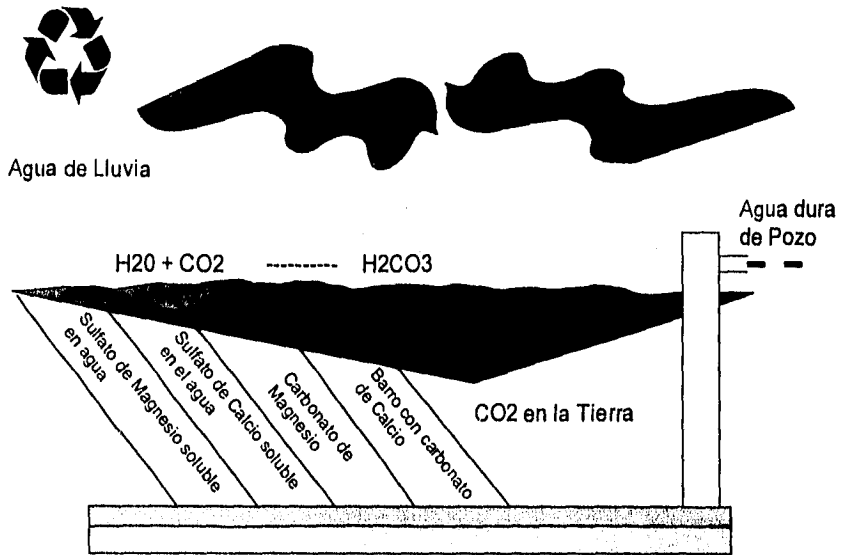
Valores de PH menores a 7 significa que la concentración de iones (H^+) es mayor que la concentración de iones (OH^-). Valores de PH mayores a 7 significa que la concentración de iones (OH^-) es mayor a la concentración de iones (H^+).

Dado que el PH es una función logarítmica, una solución con PH=6.0, PH=5.0, PH=4.0 sería 10, 100 y 1000 veces más ácida que una solución con PH=7.0. Una solución con PH menor a 7 se le denomina solución ácida. Una solución con PH mayor a 7 significa que la concentración de iones (OH^-) se le denomina solución alcalina.

5.1.3. Alcalinidad del agua.

La alcalinidad se determina por titulación usando soluciones ácidas estándar, fenolftaleína y anaranjado de metilo como indicadores. El agua, como todos sabemos, sigue un ciclo de vaporización, condensación y precipitación en forma de lluvia, para de esta forma filtrarse en las capas permeables de la tierra y formar mantos acuíferos, o de otro modo, precipitándose por las capas impermeables hasta llegar a los ríos o zonas de

almacenamiento. En su viaje desde las nubes hasta su captación en las industrias, el agua está expuesta a contaminación en la forma que se ve en la figura:



Los resultados de la titulación con anaranjado de metilo se expresan como "alcalinidad al anaranjado de metilo" y es comúnmente representado con la letra M.

Los resultados de la titulación con fenoftaleína se expresan como "alcalinidad de la fenoftaleína" y es común representarlo con la letra P.

La alcalinidad total corresponde a la suma de M + P expresada como carbonato de calcio.

La alcalinidad del agua es representativa de la concentración de iones hidratos (OH) y/o carbonatos (CO₃) y/o bicarbonatos (HCO₃).

La siguiente tabla determina la cantidad de hidratos, carbonatos y bicarbonatos a partir de los valores P y M.

Alcalinidad P y M	Hidratos (OH)	Carbonatos (CO ₃)	Bicarbonatos (HCO ₃)
P=0	O	O	M
P=M	M	O	O
P=1/2 M	O	M	O
P=1/2 M	O	2P	M-2P
P=1/2 M	2P-M	2(M-P)	O

5.2 Tratamientos de agua de alimentación.

Se llama agua de alimentación a la que se proporciona a una caldera para reponer lo que se ha extraído de ella en forma de vapor o descargas.

Desgraciadamente el agua pura difícilmente se encuentra en la naturaleza y sus impurezas son muy variadas.

El agua de lluvia es la más pura, pero siempre contiene oxígeno disuelto y bióxido de carbono que toma del aire, haciéndose corrosiva.

Las aguas subterráneas casi siempre recogen impurezas como dureza disuelta al filtrarse a través de los estratos rocosos que contienen calcio y magnesio, pero generalmente es clara y libre de materia en suspensión.

Las aguas superficiales de ríos contienen materias orgánicas y a menudo sólidos en suspensión tales como arena y fango. Frecuentemente se encuentran contaminadas con desperdicios industriales y aguas negras.

La velocidad de la corriente produce características variables que dependen del cambio de la misma, de la precipitación pluvial, así como de la parte de cuenca en que ocurre.

La característica de las aguas superficiales estancadas es la de contener sedimentos y sólidos en suspensión.

Estas aguas requieren filtración para eliminar los sólidos en suspensión y también suavización o remoción de sólidos disueltos.

En cambio, las aguas subterráneas requieren suavización y muy rara vez filtración, ya que sufren de un filtrado natural al pasar a través de la roca o arena.

La dureza de las aguas subterráneas generalmente consiste en compuestos de calcio y magnesio.

Las aguas del servicio municipal en México no son adecuadas en sus condiciones normales para la alimentación de calderas. Es suficiente para satisfacer los usos domésticos con sedimentar, filtrar y clorinar el agua, pero las condiciones que debe llenar la de alimentación de calderas difiere de ésta y es necesario someterla a otro tratamiento posterior.

Como ya se habla mencionado anteriormente, las impurezas que se hallan en el agua de alimentación producen muy a menudo disturbios en el funcionamiento de los generadores de vapor. Si dichas impurezas no se eliminan antes, provocan, según su composición, los siguientes fenómenos:

- sedimentos. como p. ej. lodo en las calderas, incrustaciones
- corrosión. como p. ej. corrosión por oxígeno (picaduras), corrosión por bióxido de carbono o por fisuras cáusticas
- formación de espuma y burbujas en el generador de vapor.

Por este motivo, todas las aguas destinadas a servir como agua de alimentación deberán ser tratadas de alguna forma, incluso el agua natural llamada "agua blanda". El

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

proceso del tratamiento depende del tipo del agua y de las condiciones de funcionamiento del generador de vapor en cuestión.

Las impurezas en el agua de la caldera que en la mayoría de los casos provocan un trastorno en el funcionamiento, son las sales que causan la dureza del agua y que se encuentran dentro de la misma en forma disuelta, así como el oxígeno y el ácido carbónico; todo esto tiene por consecuencia la formación de incrustaciones y corrosiones.

5.2.1 Incrustaciones

El agua contiene sustancias disueltas y en suspensión, al fluir dentro de la caldera continuamente y a medida que el vapor se va generando, prácticamente puro, va dejándolos en ella.

Al calentarse el agua hasta que se vaporiza bajo la presión de trabajo, se separan primero el oxígeno y el anhídrido carbónico, luego se depositan las impurezas y finalmente las sustancias difícilmente solubles quedan en forma de "incrustaciones".

La llamada "dureza" del agua es causada por las sales de calcio y magnesio disueltas en el agua. Por esta razón, se denominan tales sales también endurecedores. Estos endurecedores pueden presentarse como bicarbonatos ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$), pero también como sulfatos (CaSO_4 , MgSO_4), cloruros (CaCl_2 , MgCl_2) y nitratos ($\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, $\text{Mg}(\text{NO}_3)_2$).

La dureza debida a bicarbonatos pertenece al grupo de dureza alcalina o temporal, mientras que la causada por otras sustancias cae bajo el grupo de dureza no alcalina o permanente.

El efecto de la incrustación en un generador de vapor de tubos de humo, se resiente en los tubos o fluxes, toda vez que la incrustación trabaja como aislante térmico entre el agua y el acero de los fluxes.

Si una caldera es alimentada con agua dura o insuficientemente tratada, se forman incrustaciones en las superficies de intercambio de calor del lado del agua. Las incrustaciones no sólo reducen el rendimiento de los generadores de vapor, sino que pueden también tener por consecuencia un sobrecalentamiento y con ello, una implosión en las cámaras de combustión y deformaciones y desgarros de los tubos de la caldera. En vista del desarrollo moderno de las calderas, que muestra la tendencia a diseñarlas con una elevada carga térmica, es muy importante prestar atención especial para que se evite la formación de incrustaciones.

5.2.2 Corrosión

Si no se procede a eliminar el oxígeno y el ácido carbónico disueltos en el agua, pueden sobrevenir graves daños por corrosión.

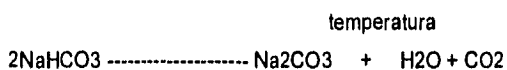
5.2.2.1 Corrosión por Oxígeno

La corrosión por oxígeno es una corrosión electroquímica y puede ocurrir solamente si el oxígeno está disuelto en el agua, ya sea neutra, ácida o alcalina. Pero en ningún caso puede tener lugar una corrosión por oxígeno en conductos secos por los cuales pasa vapor caliente durante el funcionamiento de la caldera. Las paredes de los tubos y tambores cubiertos con vapor condensado que se deposita cuando la caldera está fría, son especialmente susceptibles a la corrosión (corrosión por parada). Un efecto característico de la corrosión por oxígeno es la picadura (corrosión superficial en metales) que se concentra en ciertos puntos, de modo que p. ej. la pared de un tubo puede ser perforada en un período relativamente corto, aunque la cantidad de hierro corroído sea reducida.

Con las crecientes temperaturas de operación aumenta también la necesidad de suprimir los efectos nocivos del oxígeno, porque cuanto más elevada sea la temperatura, tanto más aumenta la velocidad de corrosión. En las plantas modernas con calderas de alta presión, ya no es aceptable que el agua de alimentación de las calderas contenga ni siquiera huellas de oxígeno.

5.2.2.2 Corrosión por bióxido de Carbono

Este tipo de corrosión es producida por el hidrógeno. El bióxido de carbono forma ácido carbónico H₂CO₃ en el agua y ataca grandes áreas, como es característico de las corrosiones por ácidos. Según el grado de alcalinidad, se produce el bióxido de carbono durante el intercambio de cationes. Si en este proceso de intercambio de iones se suavizan aguas con una alcalinidad especialmente elevada, existe el peligro de que, bajo ciertas circunstancias, grandes cantidades de bióxido de carbono serán conducidas por el vapor, según la siguiente ecuación:



A consecuencia de ellos, se produce un condensado ácido que provoca daños por corrosión en los conductos del condensado.

Medidas para evitar Corrosiones

Hay varias maneras de evitar las corrosiones por oxígeno o por bióxido de carbono, a saber:

- Desgasificación térmica del agua de alimentación

Para eliminar el bióxido de carbono y el oxígeno disueltos en el agua de la caldera, se procede a calentar el agua de alimentación hasta que alcance aproximadamente la temperatura de ebullición, dado que en el punto de ebullición la solubilidad de los gases en el agua de la caldera alcanza un mínimo.

- Eliminación mecánica del bióxido de carbono en un desaereador, la cual será descrita posteriormente.
- Eliminación química del oxígeno mediante hidracina (N₂H₄), formándose nitrógeno volátil, según la ecuación:



Este procedimiento tiene la ventaja, con respecto a otros procesos químicos de desgasificación, de que no se añaden sales al agua de la caldera, de manera que no se aumenta la cantidad de sólidos disueltos en el agua de alimentación.

- Adición de compuestos orgánicos volátiles (aminas), como p. ej. ciclohexilamina (C₆H₁₁NH₂) o morfina (C₄H₉ON). Se trata aquí de líquidos orgánicos alcalinos que se mezclan con el agua, pasan al vapor y neutralizan los condensados ácidos.
- Inyección de octadecilamina (C₁₈H₃₇NH₂) en el vapor. Al condensarse el vapor, deja una capa anti-higroscópica en las superficies metálicas, la cual da buenos resultados al evitar la corrosión.

5.2.2.2 Espumeo y arrastre.

El espumeo se refiere a la condición en la operación de una caldera en la que una espuma estable es producida. Puede o no ser acompañada por el arrastre de agua. El vapor húmedo indica una operación defectuosa en una caldera. Los arrastres de agua pueden ser muy destructivos para tuberías, motores y máquinas. El arrastre puede ser producido por otras causas antes del espumeo, como por ejemplo, llevar un nivel de agua muy alto, un área de salida muy reducida, o una demanda de vapor irregular que sobrecarga a la capacidad de purgas de la caldera. El arrastre también es frecuentemente causado por un área de descarga desbalanceada, como por ejemplo, en calderas de alta capacidad donde los fluxes que entran a los domos descarguen a muy altas velocidades, capaces de perturbar el flujo laminar del agua.

La causa del espumeo es la condición del agua misma en la caldera. Una muy alta concentración de sales disueltas es una frecuente causa de espumeo. El espumeo también resulta de la saponificación del agua de la caldera a través de una mezcla de aceite o grasa con los álcalis. La materia orgánica que flota dentro de la caldera es otra fuente de espuma. Cuando el espumeo se debe a la concentración de sales en el agua, puede ser corregida alterando el tratamiento de la misma o purgando más esta agua con altas concentraciones. Normalmente una caldera de vapor sin accesorios internos en los domos

En las calderas antiguas de gran volumen de agua con carga térmica reducida, se procedía a golpear los conductos para quitar las incrustaciones que se habían formado después de un período de trabajo determinado. Pero no es posible proceder de esta manera cuando el espacio entre los tubos es muy reducido o cuando se trata de calderas acuotubulares. Por este motivo, hoy día se ha previsto por lo menos un "tratamiento interno del agua", añadiendo al agua de alimentación sustancias químicas.

El principio del tratamiento interno del agua consiste, en lo esencial, en transformar químicamente las sales endurecedoras, contenidas en el agua de la caldera, en lodos. Al contrario de las incrustaciones, el lodo no se deposita en los conductos de las calderas, pudiéndose por lo tanto eliminar al soplar los tubos o al limpiar la caldera.

Las sustancias químicas que se emplean generalmente son aditivos alcalinos, tales como carbonato de sodio y fosfato sódico o polifosfatos. Las cantidades para añadir dependen del resultado del análisis de agua y son controladas en períodos regulares.

De preferencia deben aplicarse los métodos externos, los cuales eliminan las sales endurecedoras fuera de la caldera, por precipitación (floculación química y filtración) o por el procedimiento de intercambio de iones.

De acuerdo a lo anterior, el tratamiento del agua de alimentación a la caldera se puede dividir en dos grandes grupos. Dependiendo de la calidad del agua de alimentación será necesario aplicar uno o varios de los procesos que a continuación se detallan:

5.3- Tratamientos Externos.

5.3.1 Filtración.-

Se da este nombre al paso del agua a través de material filtrante contenido en tanques, el cual retiene las partículas sólidas que se encuentran en suspensión.

Para la filtración de agua casi todos los filtros son de un diseño que emplea material granular como medio filtrante, tales como arena fina.

El filtro más usado para la filtración del agua que se va a alimentar a una caldera es el llamado filtro vertical de presión en el cual la parte filtrante está formada por una serie de capas de diferente material granular y de diferente espesor.

La limpieza de los filtros cuando están saturados de impurezas se efectúa principalmente por lavado en contracorriente. La velocidad de filtración para este tipo de filtros es de 3 galones por minuto por pie cuadrado de área de filtración.

La siguiente tabla enlista las capacidades a 3 gpm/pie² de unidades simples y baterías de 2 a 6 unidades de filtros verticales de 75 cm. a 3 m. de diámetro:

Diámetro (plg)	Unidades Simples			Flujo Total por Batería (gpm)				
	Área (pies ²)	Retrola vado (gpm)	Flujo (gpm)	2 Unidades	3 Unidades	4 Unidades	5 Unidades	6 Unidades
30	4.9	49	15	30	45	60	75	90
36	7.1	70	21	42	63	85	105	125
42	9.6	96	29	58	87	115	145	175
48	12.6	126	38	75	113	150	190	225
54	15.9	159	48	95	143	190	240	285
60	19.6	196	59	118	177	235	295	355
66	23.8	238	71	143	215	285	375	430
72	28.3	283	85	170	255	340	425	510
78	33.2	332	100	200	300	400	500	600
84	38.5	385	116	230	350	460	580	695
90	44.2	442	133	265	400	530	665	795
96	50.3	503	150	300	450	605	755	905
102	56.8	568	170	340	510	680	850	1020
108	63.6	636	190	380	570	765	955	1145
120	78.5	785	235	470	705	945	1180	1415

5.3.2 Sedimentación.-

Consiste en la precipitación de la mayor parte de los sólidos que trae el agua en suspensión. La operación tiene lugar en grandes tanques de sedimentación, en los que circula el agua a una velocidad determinada, para que haya tiempo de que la mayor parte de las partículas sólidas se precipiten al fondo cuando una masa de agua ha corrido la longitud del tanque.

Con frecuencia se construyen tanques con varios cambios de dirección, con la finalidad de ayudar a la sedimentación. Estos cambios de dirección, además, contribuyen al ahorro de espacio necesario para el método.

Los factores que se consideran como determinantes de la velocidad de sedimentación son principalmente: peso, forma y tamaño de las partículas, viscosidad y resistencia de fricción del agua, etc.

Como ilustración de los efectos de estos factores, en la tabla siguiente se muestran las velocidades de asentamiento de partículas de arena y fango en agua estancada:

Condiciones:

Temperatura del agua 10°C

Densidad del material 2.65

Diámetro de la Partícula (mm.)	Orden de la magnitud	Tiempo necesario para asentarse la partícula (30.5 cm.)
10.0	grava	0.3 seg.
1.0	arena gruesa	3 seg.
0.1	arena fina	38 seg.
0.01	fango	33 min.
0.001	bacteria	35 hrs.
0.0001	partícula de barro	230 días
0.00001	partícula coloidal	63 años

5.3.3 Coagulación.-

Cuando las partículas sólidas son tan pequeñas que no pueden ser retenidas por el material filtrante o que tardarían mucho tiempo en sedimentarse, se agregan sustancias químicas al agua que agrupan las partículas pequeñas que facilitan la filtración o sedimentación.

Las sustancias químicas utilizadas para tal efecto se llaman coagulantes y los precipitados gelatinosos que se obtienen se llaman flóculos.

Si los flóculos se producen en condiciones apropiadas formarán grupos o grumos suficientemente grandes para ser retenidos por el filtro o bien asentarse fácilmente en tanques de sedimentación apropiados.

Los coagulantes más comúnmente usados son: sulfato de aluminio, sulfato férrico, sulfato ferrosos, aluminato de sodio, alumbre de potasio o amonio.

5.3.4 Desaereación.-

La desaereación es empleada para eliminar o reducir los gases incondensables disueltos en el agua. El fenómeno físico que se presenta en la desaereación es como sigue:

1. A alta temperatura la solubilidad de los gases en el agua es muy reducida, por ejemplo en el aire y a presión atmosférica, un agua de 80°F puede contener 8 veces más oxígeno que a 200°F. La desaereación es realizada normalmente a temperatura elevada combinando el proceso con agua de alimentación precalentada.
2. La solubilidad de un gas en un líquido es proporcional a la presión absoluta del gas en el líquido. Por ejemplo el aire en el agua a 80°F, contiene 5.5 veces más oxígeno cuando la presión es de 25 lb/pulg² absolutas que cuando está a 5 lb/pulg² absolutas. Para tomar ventaja de este fenómeno, el agua que ha de tratarse será rodeada por una atmósfera de vapor con lo cual se reducirá parcialmente la presión de los gases a un bajo valor.

3. Para que los gases en el agua sean eliminados fácil y rápidamente, el agua deberá atomizarse, en estas condiciones los gases escapan hacia la atmósfera. A continuación se muestra la figura (Fig. 5.1) de un desaereador y que trabaja de la siguiente forma: el agua entra por la parte superior del desaereador a través de la boquilla en donde es atomizada. En ese momento el agua sufre un precalentamiento dado que el vapor que penetra por la entrada No. 8 escapa hacia la cabeza del desaereador. En estas condiciones el agua se encuentra parcialmente calentada y desaerada para pasar en forma de cascada a través de los baffles de la cabeza del desaereador, en estas condiciones se forma una turbulencia que provoca que el agua se rompa en pequeñas gotas y entonces sea totalmente calentada y asimismo al condensarse a la presión de 5 Lbs/pulg², el CO₂ y el O₂ al no poderse condensar por sus características termodinámicas pasan a la parte superior de la cabeza del desaereador siendo eliminados por la válvula No. 2 a la atmósfera.

La desventaja de este procedimiento es que no reduce la alcalinidad ni los sólidos flotantes.

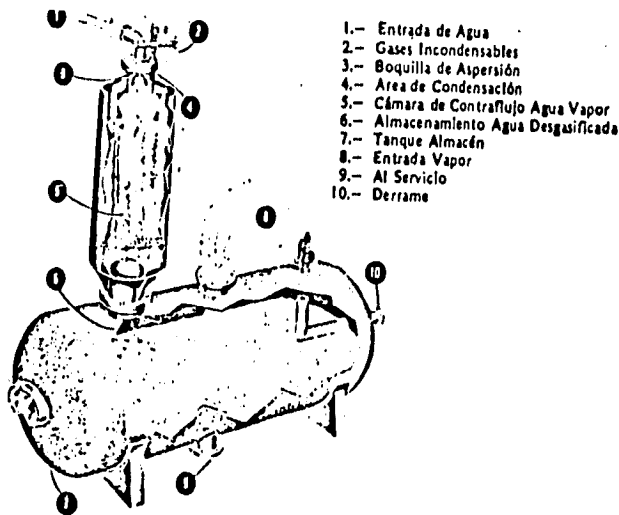


Fig. 5.1 Desaereador.

5.3.5 Método de "Intercambio iónico ciclo hidrógeno" (Dealkalización).-

Mientras que en la reacción de precipitación, debe ajustarse continuamente la dosificación de sustancias químicas que se añaden al agua según su cantidad y composición, en los intercambiadores de iones el desendurecimiento se efectúa por filtración a través de materias intercambiadoras de iones, las cuales tienen que regenerarse periódicamente mediante una solución regeneradora.

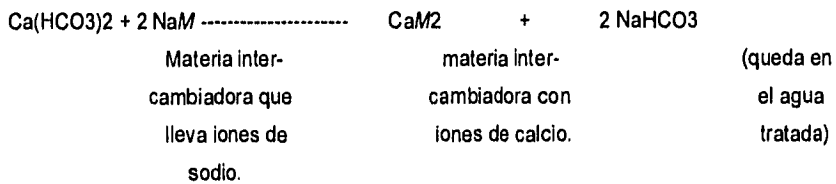
Los materiales intercambiadores son granulados insolubles en agua que tienen la propiedad de cambiar sus iones de H o Na (intercambiador de cationes) o sus iones de OH (intercambiadores de aniones) por los iones (p. ej. iones de Ca o Mg) contenidos en el agua. Se distingue entre materias intercambiadoras inorgánicas y orgánicas.

Hoy día, la técnica moderna en este sector usa casi exclusivamente resinas sintéticas, tales como lewalitas o zeolitas.

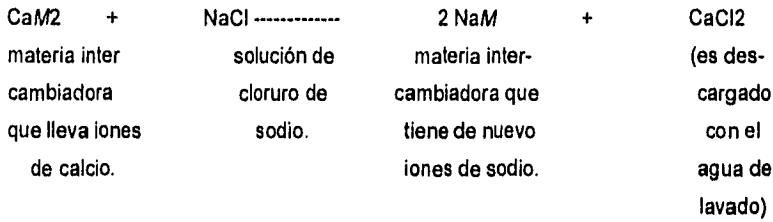
- Ejemplo:

Eliminación de la sal endurecedora $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ en un intercambiador de soda:

M = materia intercambiadora



Regeneración:



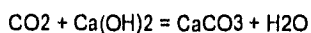
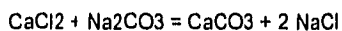
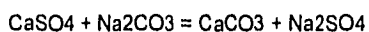
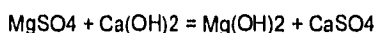
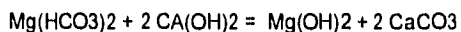
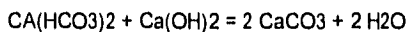
Antes de suavizar el agua de la caldera en un intercambiador de iones, es necesario que particularmente los compuestos orgánicos sean eliminados del agua cruda, dado que, en caso contrario, el proceso de intercambio sería bloqueado muy rápidamente y las materias intercambiadoras quedarían deterioradas, siendo imposible su regeneración.

5.3.6 Procedimiento de Cal-Sosa.-

Este procedimiento es aplicable a la mayoría de las aguas, particularmente a aguas con elevada alcalinidad. Las reacciones involucradas son:

- la dureza alcalina ($Ca(HCO_3)_2$, $Mg(HCO_3)_2$), la dureza por magnesio $MgSO_4$ y el bióxido de carbono libre (CO_2) se convierte en carbonato de calcio ($CaCO_3$) e hidróxido de magnesio ($Mg(OH)_2$) por medio del hidróxido de calcio ($Ca(OH)_2$).

- la dureza no alcalina ($CaSO_4$, $CaCl_2$); mediante la acción de la sosa (Na_2CO_3) se convierte en las correspondientes sales de sodio (Na_2SO_4 , $NaCl$) y carbonato de calcio, según las siguientes reacciones:



En esta forma la dureza se vuelve inofensiva y se precipita en forma de lodos.

Para instalaciones de calderas pequeñas, este procedimiento tiene la desventaja con respecto al desendurecimiento interno del agua, de que requiere mucho espacio y ocasiona gastos elevados.

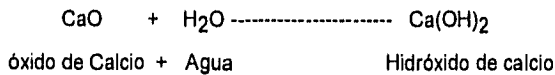
5.3.6.1- Proceso de cal sodada en frío.-

La principal ventaja de este proceso es que reduce la dureza a cantidades relativamente pequeñas (17 ppm); reduce el contenido de sólidos totales y alcalinidad a una cantidad cercanamente equivalente a la dureza de carbonato eliminada; aumenta el valor del PH ; reduce la sílice cuando se emplea magnesita o cal dolomítica; y opera con agua fría.

El tratamiento de cal sodada en frío varía de acuerdo con la composición del agua cruda y los requerimientos finales.

Se utiliza cal añadida que puede ser cal viva, cal hidratada para ciertos usos especiales como la eliminación de sílice, dolomita o cal dolomítica hidratada.

Cal viva.- La adición de cal viva (CaO) es mucho más barata, en bases equivalentes, que el hidróxido de calcio o cal hidratada $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Sin embargo, la cal viva requiere mayor cuidado en su almacenaje y manejo y debe ser diluida a $\text{Ca}(\text{OH})_2$ con cantidades limitadas de agua al alimentarse.



La cal viva también se conoce como cal quemada. Un promedio de pureza aceptable es de 90% de CaO.

Cal Hidratada.- Su manejo es más fácil que el de la cal viva, ya que puede almacenarse en depósitos de madera y no requiere hidratarse antes de usarse. La pureza promedio de esta cal es de 93% de Ca(OH)₂.

Cal dolomítica y cal dolomítica hidratada.- Estos reactivos varían algo en las cantidades de magnesia que contienen. Para la eliminación de sílice la cal dolomítica deberá ser de 58% de CaO y 40% de MgO; la cal dolomítica hidratada deberá tener 62% de Ca(OH)₂ y 32% de MgO.

Ceniza de soda.- El grado comercial usado es la soda ligera con 58% de Na₂O que es equivalente a 99.2% de carbonato de sodio.

Coagulantes.- El coagulante más usado es el sulfato de aluminio. Otros coagulantes comunes son el sulfato férrico y sulfato ferroso.

Tipos de ablandadores para el proceso de cal sodada en frío:

- Lecho suspendido
- Tipo convencional
- Tipo catalítico
- Intermitente

Los tres primeros son del tipo continuo; esto es, el agua se trata de acuerdo como pasa por el equipo. En el cuarto tipo, el agua se trata intermitentemente, una vez separada.

De los cuatro tipos, el de lecho suspendido, debido a su alta eficiencia, menores tiempos de retención, y menor espacio requerido, es el más utilizado.

5.3.6.2- Procesos de cal sodada en caliente.-

Los procesos de cal sodada en caliente pueden clasificarse en tres divisiones principales:

- a.- Proceso de cal sodada en caliente
- b.- Proceso en dos pasos, cal sodada en caliente y fosfatos
- c.- Proceso en dos pasos, cal en caliente e intercambio catiónico ciclo sódico.

Además, las eliminaciones de sílice puede añadirse a cualquiera de estos procesos. Las reacciones químicas en el proceso en caliente se efectúan cientos de veces más rápido que en el proceso cal sodada en frío. También los precipitados son más pesados y mayores, puesto que el agua caliente es menos viscosa, el asentamiento toma lugar más rápidamente y no se hace necesario el uso de coagulantes.

a.- Proceso de cal sodada en caliente

El proceso de cal sodada en caliente es un proceso continuo en el cual el agua se caliente, se trata con una cantidad de productos químicos, se asienta y se filtra.

Las sustancias químicas usadas son ceniza de soda y cal hidratada. Cuando se requiere eliminar sílice puede usarse cal dolomítica hidratada y/o magnesia activada.

Las dosis aproximadas de reactivos se calculan como sigue:

Cal Hidratada (93%), libras por cada 1000 galones de agua = $A + Mg/151$

Si se usa cal viva (90%), libras por cada 1000 gal. de agua = $A + Mg/193$

Soda Ash (98%), libras por cada 1000 galones de agua = $H - A/111 + \text{exceso}$

El exceso requerido usualmente es 0.25 libras.

Donde A = Alcalinidad como CaCO_3 en ppm

Mg = Dureza de Magnesio como CaCO_3 en ppm

H = Dureza total CaCO_3 en ppm

b.- Proceso en dos pasos, cal sodada en caliente y fosfatos

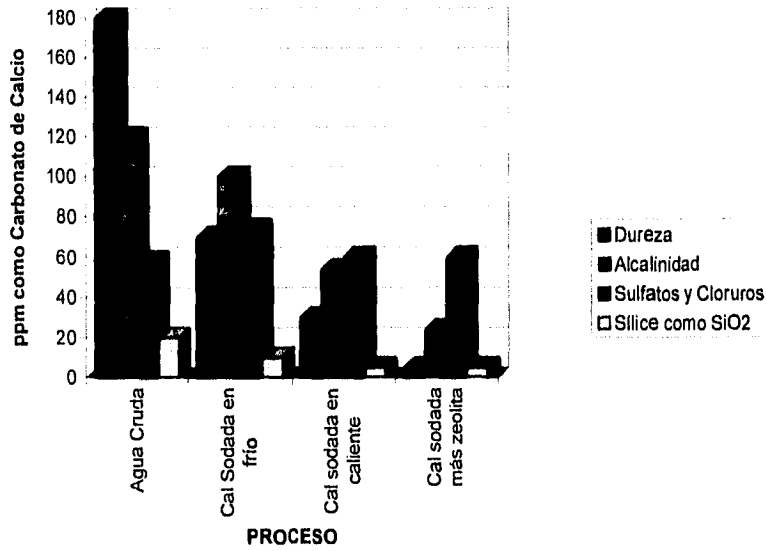
Para este proceso, el primer paso es idéntico al punto anterior y el segundo paso consiste en la acción de una solución de fosfatos dentro del ablandador o bien en un tanque de asentamiento separado. Todas las formas de fosfatos de sodio mono - di - tri y poli son muy solubles y pueden dosificarse en forma de solución.

c.- Proceso de cal sodada en caliente e intercambio catiónico sódico.

Este proceso presenta una serie de ventajas para el ablandamiento del agua para calderas entre las cuales podemos citar la reducción de sólidos totales, reducción de alcalinidad y menores costos de operación, ya que resulta más barato eliminar durezas de no carbonatos por intercambio catiónico que por el uso de soda ash; así como la eliminación de dureza residual por intercambio catiónico que por el uso de fosfatos.

El siguiente diagrama muestra comparativamente los procesos de cal sodada en frío, cal sodada en caliente e intercambio catiónico ciclo sódico.

COMPARACION DE PROCESOS EN FRIO Y EN CALIENTE



5.3.7 Destilación

Las ventajas de la destilación son que remueve casi completamente no sólo la dureza, sino todas las otras sustancias minerales disueltas en el agua cruda. Sus principales desventajas son su alto costo inicial y alto costo de operación. De manera que la destilación está casi confinada por entero a plantas que trabajan con vapor de alta presión y en donde el retorno de condensados constituye más del 95% del agua de alimentación de las calderas.

5.3.8 Tratamiento de los condensados

Los condensados son prácticamente agua destilada que solo contiene pequeñas cantidades de materia mineral, misma que varía desde algunas ppm, hasta algo más de 20 ppm. El contenido de dureza puede variar desde cero hasta 15 ppm. También puede estar presente cierta cantidad de bióxido de carbono, así como oxígeno disuelto, mismos que pueden ser eliminados por desaereación según convenga o bien por sulfito de sodio como un tratamiento interno, el cuál se explica más adelante.

En las plantas en que las calderas son operadas a presiones muy altas, el condensado debe ser de máxima calidad tratando de reducir al mínimo las impurezas tales como hierro, cobre, polvo, sílice y electrolitos, que pueden ocasionar incrustaciones o corrosión.

5.4- Tratamientos Internos.-

5.4.1- Tratamientos con Fosfatos

Como ya se mencionó anteriormente, los condensados pueden introducir pequeñas cantidades de dureza a la caldera.

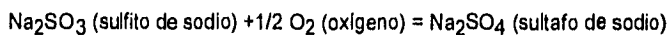
Un fosfato soluble añadido a las salinas en cantidad suficiente para precipitar la dureza y mantener un exceso, reaccionará con la dureza precipitándola en una forma no adherible, evitando así la formación de depósitos.

Los fosfatos más comúnmente usados son los siguientes:

Fosfato monosódico anhidro	NaH_2PO_4
Fosfato monosódico	$\text{NaH}_2\text{PO}_4\cdot\text{H}_2\text{O}$
Fosfato disódico anhidro	Na_2HPO_4
Fosfato disódico	$\text{Na}_2\text{HPO}_4\cdot 12\text{H}_2\text{O}$
Fosfato trisódico	$\text{Na}_3\text{PO}_4\cdot\text{H}_2\text{O}$
Metafosfato de sodio	NaPO_3

5.4.2- Tratamiento del oxígeno disuelto por medios químicos.-

La corrosión dentro de una caldera de vapor se debe generalmente al oxígeno disuelto presente en el agua cruda, el cual ataca a los tubos y superficies interiores de la misma. Una forma de eliminar oxígeno disuelto generalmente aceptada, es añadiendo sulfito de sodio a la caldera, que reacciona con el oxígeno, produciendo sulfato de sodio, el cual no provoca corrosión.



Dosificación teórica para 0.01 a 0.30 ml/l de oxígeno disuelto:

Oxígeno Disuelto		Na_2SO_3
(ml/l)	(ppm)	(g/1000 lt)
0.01	0.0143	0.000939
0.02	0.0286	0.001880
0.03	0.0429	0.002820
0.04	0.0572	0.003760
0.05	0.0715	0.004700
0.10	0.1430	0.009390
0.15	0.2050	0.014100
0.20	0.2860	0.018800
0.30	0.4290	0.028200

CAPITULO 6 SINIESTRALIDAD EN CALDERAS

6.1 Factores que influyen en la probabilidad de ocurrencia de siniestros y explosiones en calderas.

Es importante conocer los factores que influyen en la causa de los siniestros y explosiones en calderas para atender y detectar los posibles problemas a tiempo.

6.1.1 Factor Humano:

Como su nombre lo indica, en este factor se incluyen las acciones en las que interviene directamente el fogonero o el departamento de mantenimiento. En otras palabras, son aquellos accidentes que se provocan por prácticas de operación inadecuadas y por deficiencias o falta de mantenimiento de las calderas. El 25% de los siniestros y explosiones ocurren por este factor.

6.1.2 Controles de seguridad incompletos o instalaciones inapropiadas:

El 30% de los siniestros y explosiones ocurre por:

- a) Tiempo de ignición muy prolongado.
- b) Falta de válvulas de bloqueo o cierre automático para:

Presión del combustible

Purga

Flujo del aire de combustión

Regulación de la llama principal

Encendedor o piloto

Circuitos eléctricos de seguridad (mal aterrizados)

6.1.3 Funcionamiento inadecuado del equipo

Otro 30% ocurre por este factor, del cual:

a) El 50% se presenta en equipo auxiliar, especialmente en las rejillas automáticas y el de los quemadores. Ocurren siniestros por fallas al mantener su posición, falta de aire o por fallas en el ventilador.

b) El 25% se provoca por una relación inadecuada de aire-combustible

c) Otro 25% ocurre por el mal funcionamiento del pulverizador (atomizador) de combustible.

6.1.4 Otros Factores.

El restante 15% ocurre por factores diversos, tales como:

a) Intento de encendido después de haber interrumpido la llama.

b) Falta de Purga con abundante flujo de aire.

c) Encendido con una carga de combustible muy alta.

d) Circuito del equipo de tierra mal instalado.

e) Encendido sin contenido de agua.

6.2 Causas de Fallas en calderas

6.2.1 Causas Directas

CAUSAS DIRECTAS	% DE LAS FALLAS
Temperatura Anormal	64.5
Fatiga del Material	10.6
Corrosión, Erosión, etc.	6.9

6.2.2 Causas que originaron las causas directas

CAUSAS DE ORIGEN	% DE LAS FALLAS
Fallas en el funcionamiento de los controles	28.1
Sustancias extrañas como: lodos, sedimentaciones, herrumbres, incrustaciones, etc.	21.1
Antigüedad o Desgaste excesivo	8.3

6.2.3 Causas Diversas.

Además de las causas directas, existen causas diversas. El 18% restante incluye:

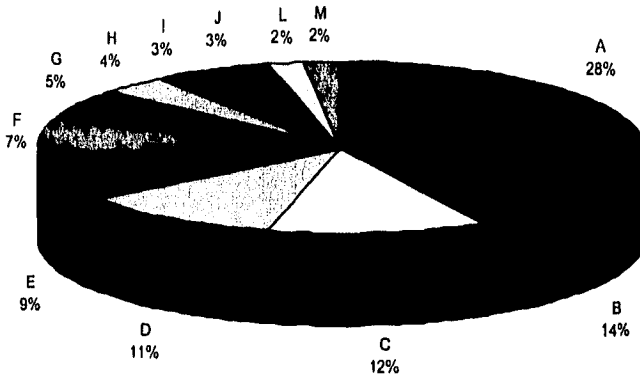
CAUSAS DIVERSAS	% DE LAS FALLAS
Mantenimiento preventivo inadecuado	6.48
Operación inadecuada, falta de adiestramiento del operador, falta de atención del operador	5.04
Continuación de la operación después de haber detectado una deficiencia.	1.66
Otros	4.82

6.3 Experiencia Siniestral en una Compañía de Seguros Mexicana

De una muestra de 500 reclamaciones de 1984 a 1995 dentro del Seguro de Calderas, se obtuvieron los siguientes resultados:

	CAUSA	%
A	Fallas en los controles del Hogar de la caldera	28%
B	Pérdida Total por Explosión de la Caldera	14%
C	Fallas en el Domo	12%
D	Deformación en los Fluxes por Sobrepresión	11%
E	Daños al Motor de la Bomba de Agua de Alimentación	9%
F	Fallas en los Tableros electrónicos de control	7%
G	Rotura del Serpentín	5%
H	Daños a la Tapa del Hogar de la Caldera	4%
I	Daños al vidrioado de los Reactores	3%
J	Daños en el motor de alimentación de combustible	3%
L	Daños al compresor de aire	2%
M	Ruptura de la brida de la tuberla de distribución de vapor	2%

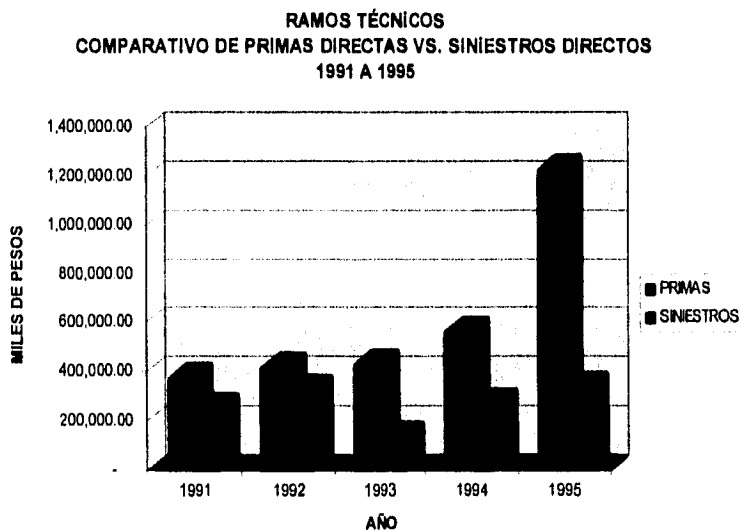
EXPERIENCIA SINIESTRAL
Seguro de Calderas y Equipos Sujetos a Presión



6.4 Experiencia del Mercado de Seguros Mexicano en los Ramos Técnicos

El crecimiento en primas y siniestros en los últimos años no ha sido proporcional. La necesidad de aseguramiento es cada vez mayor, respondiendo a las exigencias de la apertura e integración de los mercados y legislaciones internacionales, trayendo consigo un mayor crecimiento en primas directas. A continuación se muestra una tabla donde se observa una enorme desproporción entre el crecimiento de las primas directas en los Ramos Técnicos contra los siniestros, sobre todo en los últimos años.

COMPARATIVO PRIMAS DIRECTAS VS. SINIESTROS DIRECTOS			
MERCADO NACIONAL DE SEGUROS			
RAMOS TÉCNICOS			
1991 A 1995			
AÑO	PRIMAS	SINIESTROS	% SINIESTRALIDAD
1991	371,350.00	249,934.00	67.30%
1992	416,195.00	326,065.00	78.34%
1993	428,408.00	133,697.00	31.21%
1994	559,645.00	269,438.00	48.14%
1995	1,223,695.00	335,586.00	27.42%



CAPITULO 7 GUÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO DE CALDERAS

7.1 Introducción.

Al observar la experiencia del mercado mexicano y la tendencia de crecimiento de la demanda de aseguramiento en los ramos técnicos en los últimos años, surge la necesidad de mejorar las metodologías de suscripción, evaluación y prevención de riesgos en dichos ramos, permitiendo que las compañías de seguros seleccionen riesgos que permitan obtener una contribución técnica adecuada.

El seguro de Calderas y equipos sujetos a presión ocupa un lugar de primordial importancia en los seguros de Ramos Técnicos y actualmente se nota una ausencia de metodologías prácticas para determinar la factibilidad de aseguramiento para riesgos de este tipo.

Por otro lado, las actuales tarifas se basan solamente en la edad, tipo de caldera, tipo de combustible y número de calderas para determinar la prima que se debe pagar para asegurar las mismas.

Sin embargo, existen otros factores importantes que deben tomarse en cuenta para determinar la aceptación de este riesgo, tales como: demanda de vapor; tiempo de operación; eficiencia del quemador; dispositivos de control; tratamiento de aguas de alimentación; mantenimiento y legislación.

Este trabajo pretende proporcionar una herramienta útil y fácilmente aplicable, que abarque todos los aspectos arriba mencionados, incluyendo los que se manejan en las tarifas y que permita determinar la aceptación o rechazo del riesgo de calderas.

7.2 Objetivo

Clasificar las Calderas según sus condiciones de operación, especificaciones y mantenimiento. La finalidad de esta guía consiste en evaluar para decidir si la caldera es asegurable o bien si es necesario la elaboración de un estudio más detallado por parte de un perito o un ingeniero experto en estos equipos. La evaluación se basa en una inspección visual de la caldera, en una consulta de las bitácoras de mantenimiento y en una verificación del cumplimiento de la legislación correspondiente.

7.3 Procedimiento

Para evaluar una caldera utilizando esta guía, el procedimiento consiste en asignar una calificación a cada uno de los aspectos que determinan la seguridad en la operación de la misma. La calificación será más alta a mayor riesgo, de acuerdo a lo tratado en capítulos anteriores. Dichos aspectos son:

- 1) Tipo de Caldera.
- 2) Demanda de Vapor.
- 3) Tipo de Combustible en relación a su capacidad.

- 4) Tiempo de operación y número de calderas.
- 5) Eficiencia del quemador.
- 6) Antigüedad de la Caldera.
- 7) Dispositivos de Control.
- 8) Tratamientos de Agua de Alimentación.
- 9) Mantenimiento / Legislación.

Para evaluar cada aspecto se asigna una calificación parcial de acuerdo a las características enunciadas, posteriormente se suman las calificaciones parciales determinando así la calificación del aspecto. Posteriormente, para obtener la calificación total, se sumarán las calificaciones de cada aspecto y el resultado determinará el nivel de seguridad en la operación de la caldera.

Por último, se definen dos categorías que delimitan la seguridad en la operación, y que determinarán si se acepta el riesgo o se sujeta a la opinión de un experto.

Para calderas Acuotubulares:

NIVEL DE SEGURIDAD	EVALUACIÓN
0 - 35	Aceptación del Riesgo
Mayor o igual a 36	Sujetar a peritaje

Para calderas Piro-tubulares:

NIVEL DE SEGURIDAD	EVALUACIÓN
0 - 40	Aceptación del Riesgo
Mayor o igual a 40	Sujetar a peritaje

Cabe aclarar que el procedimiento arriba descrito solamente es una guía que pretende auxiliar al inspector del riesgos para evaluar los riesgos en la operación de calderas, implicando la posibilidad de determinar un rechazo del riesgo si los aspectos son evaluados en forma exagerada.

7.4 Guía para la Evaluación del Riesgo de Calderas.

1.- TIPO DE CALDERA

Es importante diferenciar el tipo de caldera, ya que a mayor cantidad de agua, su operación se vuelve más riesgosa:

Tubos de Agua (Acuotubulares):

Circulación Natural	0
Circulación Forzada	1
Circulación Continua	3

Tubos de Humo (Piro-tubulares) 2

2.- DEMANDA DE VAPOR

La demanda de vapor es determinante para elegir el tipo de caldera que se va a utilizar, es importante aclarar que tampoco es adecuado tener una caldera con capacidad de sobra.

Hasta 12,520 Kg/hr utilizando calderas de tubos de humo	0
Hasta 12,520 Kg/hr utilizando calderas de tubos de agua	1
Más de 12,520 Kg/hr utilizando calderas de tubos de agua	0
Más de 12,520 Kg/hr utilizando calderas de tubos de humo	4

3.- TIPO DE COMBUSTIBLE EN RELACIÓN A LA CAPACIDAD DE LA CALDERA

Para ambos tipos de caldera:

Gas natural o L.P. (cualquier capacidad)

Con fotocelda y/o piloto automático	0
Sin fotocelda y/o piloto automático	4
Diesel (hasta 60 cc)	0
Diesel (mas de 60 cc)	2
Combustóleo (menos de 80 cc)	2
Combustóleo (80 cc y mas)	0

4.- TIEMPO DE OPERACIÓN Y NÚMERO DE CALDERAS

Para ambos tipos de calderas:

Hasta 16 horas diarias utilizando una sola unidad	2
Hasta 16 horas diarias utilizando más de una unidad	0
Mas de 16 horas diarias utilizando una sola unidad	4
Mas de 16 horas diarias utilizando más de una unidad	2

5.- EFICIENCIA DEL QUEMADOR (COMBUSTIÓN)

La presencia de CO, CO₂ y O₂ en el análisis de los gases de la combustión, así como la temperatura de los gases en la chimenea son un excelente indicador de la eficiencia del quemador.

Para ambos tipos de caldera:

No Existe CO	0
Niveles de CO hasta de 1%	1
Niveles de CO hasta de 2%	2
Niveles de CO arriba de 2%	4
Niveles de O ₂ hasta de 2%	0
Niveles de O ₂ de más de 2%	3

Niveles de CO₂ según el tipo de combustible

Gas Natural:

10% CO ₂	0
9.0% CO ₂	1
8.5% CO ₂	2
8.0% CO ₂ o menos	3

Diesel:

12.8% CO ₂	0
11.5% CO ₂	1
10.0% CO ₂	2
9.0% CO ₂ o menos	3

Combustóleo pesado:

13.8% CO ₂	0
13.5% CO ₂	1
13.0% CO ₂	2
12.0% CO ₂ o menos	3

Temperatura de los gases de combustión en la chimenea:

Mayor a 83° C.	3
Menor o igual a 83° C.	0

6.- ANTIGÜEDAD DE LA CALDERA

Para ambos tipos de Calderas:

Hasta 10 años	0
Hasta 15 años	1
Hasta 20 años	2
Hasta 25 años	3
Más de 25 años	4

7.- DISPOSITIVOS DE CONTROL

I.- Sistema de alimentación de agua y equipo de bombeo:

Para ambos tipos de calderas:

a) Reserva mínima de agua:

Cuenta con reserva mínima de agua para sostener la evaporación de la caldera durante 20 min. (0.373 lts/min. CC)	0
--	---

No cuenta con reserva mínima de agua para sostener la evaporación de la caldera durante 20 min. (0.373 lts/min. CC)	3
b) Tipo de bomba	
La bomba opera en forma intermitente y es de tipo Turbina	0
La bomba opera en forma intermitente y es de tipo Centrífuga	3
La bomba opera en forma continua y es de tipo Centrífuga	0
La bomba opera en forma continua y es de tipo Turbina	3
c) Temperatura del agua manejada inicialmente	
La temperatura del agua inicialmente manejada en la bomba es menor o igual a 121°C.	0
La temperatura del agua inicialmente manejada en la bomba es mayor a 121°C.	3
d) Capacidad de las bombas	
Para bombas tipo Turbina, la bomba tiene una capacidad que se encuentre en un rango de 1.5 a 2 veces la capacidad de evaporación de la caldera.	0
Para bombas tipo Turbina, la bomba tiene una capacidad que se encuentre en un rango diferente de 1.5 a 2 veces la capacidad de evaporación de la caldera.	3
e) Presión de descarga	
Si la tubería en la línea de descarga de la bomba está conectada directamente a la caldera, la presión de descarga de la bomba está por arriba de un rango de 0.35 a 1.76 Kg/cm ² de la presión de operación de la caldera.	0
Si la tubería en la línea de descarga de la bomba está conectada directamente a la caldera, la presión de descarga de la bomba es diferente al rango descrito en el inciso anterior.	3

Si se requiere válvula motorizada en la línea de descarga, la presión de descarga de la bomba está por arriba en un rango de 1.41 a 1.76 kg./cm ² de la presión de operación de la caldera	0
Si se requiere válvula motorizada en la línea de descarga, la presión de descarga de la bomba es diferente al rango descrito en el inciso anterior.	3
Si la caldera está equipada con reguladores de agua de alimentación, la presión de descarga de la bomba esta por arriba en un rango de 1.76 a 2.11 Kg/cm ² de la presión de operación de la caldera.	0
Si la caldera está equipada con reguladores de agua de alimentación, la presión de descarga de la bomba es diferente al rango descrito en el inciso anterior.	3
f) Carga Neta de Succión de la bomba	
La bomba cuenta con una carga de succión positiva.	0
La bomba cuenta con una carga de succión negativa.	4
 II.- Dispositivos para la regulación y limitación del nivel del agua.	
Para calderas de tubos de agua, estos dispositivos no se utilizan.	0
En calderas de tubo de humo, se cuenta con un regulador y/o limitador del nivel de agua externo en buenas condiciones, con cámara para el depósito y decantación de lodos.	0
En calderas de tubo de humo, se cuenta con un regulador y/o limitador del nivel de agua externo en malas condiciones y/o sin cámara para el depósito y decantación de lodos.	3
En calderas de tubo de humo, se cuenta con un regulador y/o limitador del nivel de agua interno cuya correcta operación sea verificada semanalmente, haciendo bajar el nivel del agua.	0

En calderas de tubo de humo, se cuenta con un regulador y/o limitador del nivel de agua interno cuya correcta operación no sea verificada semanalmente.	3
No se cuenta con ningún regulador de agua interno funcionando.	4
III.- Dispositivos para la regulación y limitación de la presión del vapor.	
Para calderas de tubos de agua, estos dispositivos se efectúan mediante un mando del suministro de agua de alimentación y del combustible que requiere del servicio del fabricante. Si este servicio se da por lo menos una vez al año.	0
Para calderas de tubos de agua, si el fabricante no dio servicio durante el último año.	4
En calderas de tubos de humo, se cuenta con un regulador de presión de vapor operando correctamente (bloquea el quemador)	0
En calderas de tubos de humo, se cuenta con un regulador de presión de vapor operando inadecuadamente (no bloquea el quemador)	2
Se cuenta con válvula de seguridad operando correctamente que se pruebe semanalmente.	0
Se cuenta con válvula de seguridad operando incorrectamente y/o que no se pruebe semanalmente	4
IV.- Supervisión en las Calderas.	
La caldera requiere de supervisión constante.	3
La Caldera requiere de supervisión limitada	1
La caldera cuenta con controles automáticos las 24 hrs.	0

8.- TRATAMIENTO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN

I.- Tratamientos Externos.-

A continuación se mencionan los métodos más comunes de tratamiento de agua:

- a) Filtración.- La caldera cuenta con algún tipo de filtro o batería de filtros, los cuales son limpiados a contracorriente en forma periódica. 3
- b) Sedimentación.- Se cuenta con tanques de sedimentación, donde se lleva a cabo la precipitación de los sólidos del agua en suspensión. 3
- c) Coagulación.- se utilizan coagulantes como sulfato de aluminio, sulfato férrico o ferroso, aluminato de sodio, alumbre de potasio o amonio para llevar posteriormente a la filtración o sedimentación. 2
- d) Desaeración.- Se utiliza desaereador para eliminar o reducir los gases incondensables disueltos en el agua (CO₂ y O₂) 1
- e) Método de Intercambio iónico ciclo hidrógeno.- Se utilizan materiales intercambiadores de iones (lewatitas o zeolitas) para eliminar las sales endurecedoras. Dichos materiales intercambiadores se regeneran agregando cloruros 1
- f) Procedimiento Cal-Sosa.- Se utiliza este procedimiento cuando el agua posee alta alcalinidad. Se pueden utilizar varios procesos:
- Cal Sodada en frío.-* Se agrega al agua: cal (viva, hidratada, dolomítica o dolomítica hidratada), Ceniza de soda ligera y Coagulantes (sulfato de aluminio, sulfato férrico o ferroso) 2
- Cal Sodada en caliente.-* Se calienta el agua, se agrega cal (hidratada, dolomítica hidratada), y ceniza de soda ligera 1
- Cal Sodada en caliente y fosfatos.-* Es un proceso en dos pasos. El primero es idéntico al Proceso de Cal Sodada en caliente y el segundo paso consiste en agregar una solución de fosfatos de sodio. 1
- Cal Sodada en caliente e intercambio catiónico sódico.-* El primer paso es igual al proceso de cal Sodada en caliente y el segundo paso consiste en agregar lewatitas o zeolitas para lograr el intercambio catiónico. 0

- g) Destilación del agua. 0
- h) Tratamiento de los Condensados.- Consiste en reprocesar el agua de los condensados por desaereación o por algún tratamiento interno. 1

II.- Tratamientos Internos:

- a) Tratamientos con fosfatos.- Se agregan fosfatos para precipitar la dureza, convirtiéndola en no adherible. 2
- b) Tratamiento del oxígeno disuelto por medios químicos.- Se añade sulfito de sodio a la caldera para evitar la corrosión 2

9.- MANTENIMIENTO / LEGISLACIÓN

La caldera se encuentra registrada ante la Secretaría de Trabajo y Previsión Social. 0

La caldera no se encuentra registrada ante la Secretaría de Trabajo y Previsión Social. 4

El fogonero cuenta con licencia ante la Secretaría de Trabajo y Previsión Social. 0

El fogonero no cuenta con licencia ante la Secretaría de Trabajo y Previsión Social. 4

Se cuenta con bitácora de mantenimiento registrada ante la Secretaría de Trabajo y Previsión Social y ésta se encuentra debidamente llenada y/o actualizada 0

Se cuenta con bitácora de mantenimiento sin registro ante la Secretaría de Trabajo y Previsión Social y/o ésta no se encuentra debidamente llenada y/o actualizada 3

Se purga semanalmente el fondo de la caldera para evitar la acumulación de lodos 0

No se purga semanalmente el fondo de la caldera para evitar la acumulación de lodos	3
El envolvente y aislante de la caldera se encuentra en buenas condiciones y no muestra señales de deterioro.	0
El envolvente y aislante de la caldera se encuentra deteriorado.	3
Se programan paros periódicos para el debido mantenimiento de la caldera	0
No se cuenta con programa alguno de paros de mantenimiento para la caldera	4
Las líneas de vapor se encuentran libres de fugas	0
Las líneas de vapor presentan fugas	2

CONCLUSIONES

La Guía para la Evaluación del Riesgo de Calderas que se propone ha sido probada en el campo de inspecciones en una compañía de seguros. Las conclusiones a las que se llega después de su aplicación son las siguientes:

- 1.- La guía es una herramienta útil y práctica que permite determinar la aceptación o rechazo de un riesgo, por lo que se considera aplicable.
- 2.- La compañía de seguros donde se aplicaron las pruebas de campo está estudiando la posibilidad de su inclusión en el Manual Técnico del Ramo de Diversos Técnicos, con la finalidad de utilizarla a nivel nacional.

BIBLIOGRAFÍA

MCCOY James W.

Chemical Analysis of Industrial Water

Chemical New York, Nueva York EE.UU. 1969.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. UNITED ENGINEERING CENTER

Código ASME para calderas y recipientes sujetos a presión. Reglas para construcción en calderas de potencia

Asociación Mexicana de Ingenieros Mecánicos y Electricistas, México D.F., MEXICO 1968

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. BOILER AND PRESSURE VESSEL

COMITEE.

ASME Boiler and Pressure Vessel Code

ASME, New York, EE.UU. 1974.

SPRING, Harry Mortimer

KOHAN, Anthony Lawrence

Boiler Operator's Guide: Boiler construction, operation, inspection, manitenance and repair.

Mc. Graw Hill, New York, Nueva York, EE.UU. 1974

GONZALEZ Zabalgoitia, Francisco Antonio

La corrosión en Calderas

s/n, Venezuela, 1980

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS

Rulestore construction of Power Boilers

ASME, New York, EE.UU. 1992

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. BOILER AND PRESSURE VESSEL
COMITEE.

Recommended Guidelines for Care and Power Boilers

ASME, New York, New York, EE.UU., 1992.

ZARETSK, Reva V.

Corrosion Case Histories, Processes and Prevention

ASME International, Ohio, EE.UU., 1991

MÜNCHENER RÜCKVERSICHERUNGS GESELLSCHAFT, DEPARTAMENTO TÉCNICO

Informaciones Técnicas

MÜNCHENER RÜCKVERSICHERUNGS GESELLSCHAFT, Munich, Alemania, 1988

SOCIEDAD ELECTROMECHANICA S.A.

Manual de Calderas

SOCIEDAD ELECTROMECHANICA S.A. , México D.F., Mexico, 1986