

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



**“SUPERVISIÓN Y CONTROL DE
GENERACIÓN DE VAPOR EN CALDERAS
PIROTUBULARES”**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO QUÍMICO**

POR LA MODALIDAD DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

PRESENTADO POR:

MARCO ANTONIO JAVE DIAZ

LIMA – PERU

2009

TABLA DE CONTENIDO

I.	INTRODUCCION.....	1
II.	ORGANO EMPRESARIAL	3
	2.1. Generalidades	3
	2.2. Vision y mision de Química Santo Angel E.I.R.L.	3
	2.2.1. Visión	3
	2.2.2. Misión.....	3
	2.3. Estructura organica de Química Santo Angel E.I.R.L.	3
III.	RELACION PROFESIONAL – EMPLEADOR	5
IV.	TRABAJO PROFESIONAL DESARROLLADO	8
V.	DESARROLLO DE ACTIVIDADES PROFESIONALES EN QUIMICA	
	SANTO ANGEL E.I.R.L.	11
	5.1. Introducción.....	11
	5.2. Caldera de vapor	12
	5.2.1. Caldera piro-tubular	13
	5.2.2. Componentes de un generador de vapor piro-tubular	14
	5.2.3. Selección de una unidad generadora de vapor	14
	5.2.3.1. Datos básicos:.....	14
	5.2.3.2. Datos adicionales: otros factores que ejercen influencia en la selección del equipo:	14
	5.3. Conceptos y definiciones técnicos en equipos generadores de vapor .	15
	5.3.1. Capacidad de una caldera	15
	5.3.2. Capacidad nominal	16
	5.3.3. Capacidad real de caldera.....	16
	5.3.4. Factor de carga (f).....	16
	5.3.5. Factor de evaporación(F)	17
	5.3.6. Superficie de calefacción	17
	5.4. Operación de una caldera piro-tubular	26
	5.4.1. Análisis de la secuencia de encendido	26
	5.5. Mantenimiento que se deben dar en una caldera	29
	5.5.1. Mantenimiento del circuito de vapor	29
	5.5.2. Mantenimiento del circuito del agua	30
	5.5.3. Mantenimiento eléctrico.....	31
	5.5.4. Mantenimiento de accesorios	31
	5.5.4.1. Prevención de la corrosión	32
	5.5.4.2. Cambio de tubos: materiales, rebordeo, y calafateo.....	33
	5.5.4.3. Reparación de las placas	35
	5.5.5. Prueba hidrostática	36
	5.5.6. Mantenimiento de superficie interno.....	37
	5.5.6.1. Mantenimiento de lado de los humos.....	37
	5.5.6.2. Mantenimiento del aislante y refractario.....	38

5.5.6.3.	Mantenimiento durante paradas prolongadas.....	39
5.5.6.4.	Recomendación ambiental por la CONAM	40
5.5.6.5.	Inspección general y programas de mantenimiento	40
5.6.	Ahorro de energía por técnicas de operación sin inversión.	41
5.6.1.	Control y registro del consumo específico de combustible y del costo del vapor generado.....	42
5.6.2.	Optimización del exceso de aire.....	43
5.6.3.	Disminución de la temperatura de la salida de los gases de combustión	47
5.6.4.	Regulación de la temperatura de atomización del petróleo residual R-6.....	49
5.6.5.	Optimización de la presión de atomización en petróleos pesados	50
5.6.6.	Mantenimiento de la tobera del quemador	50
5.6.7.	Optimización de las características geométricas de la llama	51
5.6.8.	Optimización de la presión del vapor por requerimiento de consumo en el proceso	53
5.6.9.	Operación de los sistemas de dos o mas calderos simultáneos	53
5.6.10.	Reducción de la frecuencia de purgas en las calderas.....	54
5.7.	Ahorro de energía mediante proyectos de inversión.....	57
5.7.1.	Reconversión de quemadores	57
5.7.1.1.	Instalación de quemadores más eficientes	59
5.7.2.	Eliminación de hollín y cenizas del quemador.....	64
5.7.3.	Uso de precalentadores.....	70
5.7.4.	Optimización de los aislamientos térmicos	71
5.7.5.	Eliminación de poros y fugas	72
5.7.6.	Conversión de calderos piro-tubulares al empleo de gas natural ..	73
5.7.7.	Tratamiento del agua y su control	87
5.7.7.1.	Tratamiento externo del agua.....	87
5.7.7.2.	Tratamiento interno del agua.....	90
5.7.7.3.	Tratamiento en líneas de vapor y condensado	111
VI.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	117
6.1	Conclusiones	117
6.2	Recomendaciones	119
VII.	BIBLIOGRAFIA.....	122
A N E X O S	124

AGRADECIMIENTO

El presente informe de competencia profesional, como todo trabajo requirió de esfuerzo, persistencia y mucha dedicación, para su culminación se contó con la cooperación de muchas personas quienes contribuyeron en forma directa e indirecta y a quienes por supuesto nunca olvidaré.

En primer lugar , quisiera agradecer a Dios, a mis hijos y esposa porque gracias a ellos tengo la fe, fortaleza y el empeño de seguir hacia delante, confiando que todo esfuerzo y dedicación siempre tiene un final digno de saborear.

Es para mi un gran orgullo y satisfacción tan agradable en tener que graduarme en la única universidad que siempre anhelé; nunca olvidaré la emoción tan inmensa que sentí al ingresar y ser alumno de esta gran Universidad, por ello haré votos para que nuestra Universidad Nacional de Ingeniería siga forjando grandes profesionales que contribuyan al desarrollo de nuestro país.

RESUMEN

El presente informe de competencia profesional detalla de forma comprensiva las acciones realizadas por el autor en lo referente al control y supervisión del funcionamiento de generadores de vapor, enteramente aplicado a calderos piro-tubulares, equipo que en su mayoría es más utilizado en nuestro medio industrial; puesto que aproximadamente el 60% de las empresas industriales de Lima tiene una caldera de vapor, y el tipo de caldera predominante es el piro-tubular de 50 a 800 BHP, siendo las más frecuentes de 200 a 300 BHP.

Para tal fin, en este trabajo se describen las principales características de funcionamiento de una caldera piro-tubular; la importancia de contar con programas de tratamiento químico interno y externo, y que las propiedades físico-químicas del agua tanto de alimentación como la que está dentro de la caldera cumplan los requerimientos de calidad, para que finalmente se disponga de un buen vapor y que complementariamente el equipo sea protegido en forma adecuada principalmente de la corrosión e incrustación.

También se citan modos de ahorros de energía, tanto con y sin requerimiento de inversión optimizando operaciones en la generación de vapor, dependiendo esto de la envergadura e importancia que se le dé tanto en salvaguardar el equipo como en la intención de disponer buena energía (vapor de buena calidad) y por consecuencia al mejoramiento de un proceso industrial.

I. INTRODUCCION

La tecnología de calderas en el mundo marca el inicio y desarrollo de la era industrial y se puede considerar al vapor como causante directo del desarrollo de la misma y de aquí la importancia que ha tenido, tiene y seguirá teniendo la tecnología de generación de vapor en la industria.

Los calderos son equipos de relativa simplicidad, eficientes y fiables; sin embargo a pesar de ello puede representar un problema si los controles de funcionamiento no actúan correctamente o si las condiciones de abastecimiento de agua no son de la calidad adecuada.

Siempre se debe estar en alerta con el funcionamiento de estos equipos; especialmente con la eficiencia térmica, que las válvulas de seguridad del caldero corresponda a la capacidad del mismo y tenga la calibración adecuada, que el nivel del agua interna para la generación del vapor sea el apropiado, etc. ; es decir que los accesorios y componentes que la conforman funcionen correctamente.

El propósito de una caldera es evaporar agua, convirtiendo la energía química contenida en el combustible en energía térmica transportada en el vapor de agua, lo cual es empleado en diferentes procesos industriales, por tanto debe ser un vapor limpio, que cumpla especificaciones técnicas adecuadas y recomendadas.

También es necesario señalar la importancia de la calidad del agua en la alimentación a la caldera, el pretratamiento que se le da a través de un intercambiador catiónico logra reducir la dureza casi el 100%, el remanente se hace necesario combatir interiormente con un tratamiento químico, lo cual debe ser eficaz, de tal manera que no se incurra en sobre costos por paradas innecesarias, reparaciones o cambios de

equipos y/o accesorios por un mal programa de tratamiento del agua.

Finalmente el objetivo de este informe de competencia profesional es presentar técnicas de operación y formas de ahorro de energía en el manejo de las calderas piro-tubulares optimizando parámetros y/o involucrando inversiones en equipos u operaciones determinados, buscando siempre un eficiente funcionamiento del equipo en general; considerando para ello por ejemplo programas de tratamiento químico del agua, de las líneas de vapor y condensado, de la conveniencia en la conversión de calderos que usan combustibles líquidos por el gas natural y otros factores que necesitan ser tomados en cuenta para mejorar la producción en la generación de vapor.

En los anexos se indican gráficos y datos técnicos que ayudarán a complementar al entendimiento del presente informe técnico profesional.

II. ORGANO EMPRESARIAL

2.1. Generalidades

Química Santo Angel E.I.R.L. se crea un 22 de diciembre de 1998, su domicilio fiscal es en Av. Lealtad N° 598-Independencia, con personería jurídica y con RUC N° 20419444554; cuyo desempeño es prestar servicios de asesoría en análisis y control del agua industrial, aplicado sobretodo a equipos generadores de vapor y teniendo como segunda línea de producción a los insumos auxiliares para textiles.

2.2. Visión y misión de Química Santo Angel E.I.R.L.

2.2.1. Visión

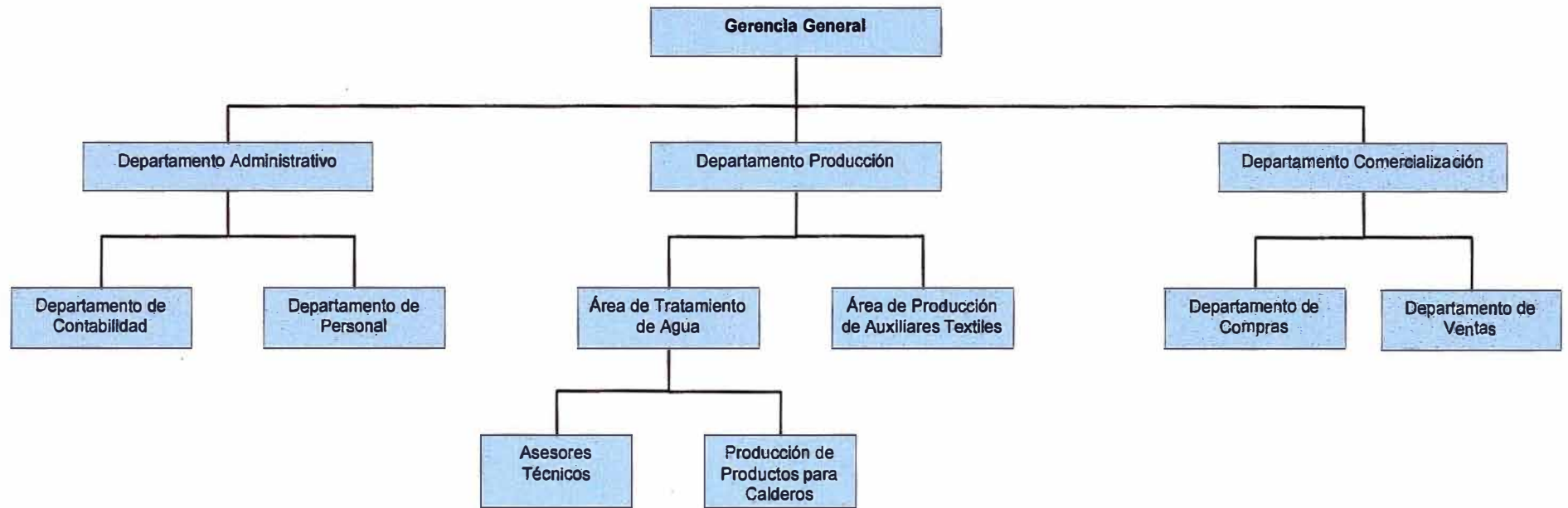
Supervisar el correcto abastecimiento del agua industrial a las calderas; vale decir que las características físico-químicas del agua sean las adecuadas para una correcta generación de vapor; al mismo tiempo regular, haciendo las correcciones y recomendaciones necesarias para cumplir el objetivo de disponer agua y vapor de buena calidad.

2.2.2. Misión

Lograr que el servicio que se brinda sea eficiente, es decir que el caldero genere vapor limpio y que no haya paradas innecesarias por motivos de calidad de agua y vapor, salvo por programas de mantenimiento.

2.3. Estructura orgánica de Química Santo Angel E.I.R.L.

La estructura orgánica de Química Santo Angel E.I.R.L. la visualizaremos mejor a través de su organigrama:

ORGANIGRAMA DE QUIMICA SANTO ANGEL E.I.R.L.

III. RELACION PROFESIONAL – EMPLEADOR

MARCO ANTONIO JAVE DIAZ, inició actividades profesionales en Química Santo Angel E.I.R.L. a partir del 08 de Junio de 2005, en calidad de Asesor Técnico en Análisis de Aguas industriales, dicha labor concluyó el 08 de Junio de 2006.

Del 09 de Junio de 2006 al 09 de Junio de 2007, la empresa encargó al autor la responsabilidad del área de Producción de Productos para Tratamiento Químico Interno para Calderas.

Del 10 de Junio de 2007 a la fecha el autor es encargado como responsable en el área de Tratamiento de Aguas Industriales, lo cual involucra las dos áreas anteriores.

Se debe señalar que Química Santo Angel E.I.R.L. , selecciona su personal mediante exámenes de precalificación, otorgándoles luego una capacitación técnica en el área correspondiente.

En las figuras N° 3.1y 3.2 se muestran los documentos probatorios que sustentan la experiencia profesional del autor en Química Santo Angel E.I.R.L.:

Figura N° 3.1: Documentos sustentatorios de 08 de Junio de 2005 al 09 de junio de 2007



QUIMICA SANTO ANGEL S.A.S.
 TRATAMIENTO DE AGUAS Y SERVICIOS GENERALES
 AV. SALTA SUR - BOGOTÁ
 TEL.FAX 514 5208 / 9407-2049 / FAX 51407-2040

Lima, 08 de Noviembre de 2006

CONSTANCIA DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

A QUIEN CORRESPONDA:

Por medio de la presente, se deja constancia que el señor:

MARCO ANTONIO JAVE DIAZ

Identificado con D.N.I. N° 09710612, y domiciliado en Mr. 11 Lto. 37 Urbanización Nuevo Domingo I Etapa, Distrito de Carabaylla - Lima, ha prestado servicios profesionales en la modalidad de "Asesor Técnico en el Abastecimiento de Aguas Industriales", según contrato de prestación N° 012 - 2005, con una vigencia de 08 de Junio de 2005 al 08 de Junio de 2006.

Se expide la presente constancia a solicitud del interesado para los fines que estime convenientes.


 Marco Antonio Jave Diaz
 (Interesado)

<p>ASESORAMIENTO TÉCNICO Proyectos Químicos para Calderas y Sistema de Tratamiento. Equipos, Automatización Comercialización de Insumos Químicos Calderas - Repuestos. Consultas Técnicas. Desulfuración Desazufuración. Análisis en Tratamiento de aguas</p>	<p>Mantenimiento de Motores Eléctricos Desulfuración Ind. Proyectos e Instalaciones</p>
---	--



QUIMICA SANTO ANGEL S.A.S.
 TRATAMIENTO DE AGUAS Y SERVICIOS GENERALES
 AV. SALTA SUR - BOGOTÁ
 TEL.FAX 514 5208 / 9407-2049 / FAX 51407-2040

Lima, 08 de Noviembre de 2006

CONSTANCIA DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

A QUIEN CORRESPONDA:

Por medio de la presente, se deja constancia que el señor:

MARCO ANTONIO JAVE DIAZ

Identificado con D.N.I. N° 09710612, y domiciliado en Mr. 11 Lto. 37 Urbanización Nuevo Domingo I Etapa, Distrito de Carabaylla - Lima, ha prestado servicios profesionales en la modalidad de "Responsable del Área de Producción de Productos Químicos para Calderas", según contrato de prestación N° 016 - 2006, con una vigencia de 09 de Junio de 2006 al 09 de Junio de 2007.

Se expide la presente constancia a solicitud del interesado para los fines que estime convenientes.


 Marco Antonio Jave Diaz
 (Interesado)

<p>ASESORAMIENTO TÉCNICO Proyectos Químicos para Calderas y Sistema de Tratamiento. Equipos, Automatización Comercialización de Insumos Químicos Calderas - Repuestos. Consultas Técnicas. Desulfuración Desazufuración. Análisis en Tratamiento de aguas</p>	<p>Mantenimiento de Motores Eléctricos Desulfuración Ind. Proyectos e Instalaciones</p>
---	--

Figura N° 3.2: Documento sustentatorio del 10 de junio de 2007 a la fecha.



QUIMICA SANTO ANGEL E.I.R.L.

TRATAMIENTO DE AGUAS Y SERVICIOS GENERALES
 AV. LEALTAD 598 - INDEPENDENCIA
 TEL.FAX 534-5266 / 9407-2649 / NEXTEL 51*407*2649

Lima, 08 de Noviembre de 2008

CONSTANCIA DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

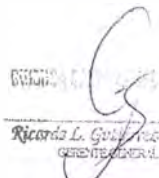
A QUIEN CORRESPONDA:

Por medio de la presente, se deja constancia que el señor:

MARCO ANTONIO JAVE DIAZ

- Identificado con D.N.I. N° 09730632, y domiciliado en Mz. E Ltc. 37 Urbanización Santo Domingo I Etapa, Distrito de Carabaillo – Lima, ha prestado servicios profesionales en la modalidad de “Jefe Responsable del Area de Tratamiento de Aguas Industriales”, según contrato de servicios N° 023 – 2007, durante el periodo comprendido del 10 de Junio de 2007 a la actualidad

Se expide la presente constancia a solicitud del interesado para los fines que estime conveniente.


 Ricardo L. Guillot
 GERENTE GENERAL

ASESORAMIENTO TECNICO

Productos Químicos para Calderos y Sistema de Enfriamiento.
 Equipos, Ablandadores.
 Comercialización de Insumos Químicos.
 Calderos – Repuestos.
 Construcciones Metálicas.
 Desinfectantes Desengrasantes.

Mantenimiento de
 Mnto. Electromecánico
 Detergentes Ind.

IV. TRABAJO PROFESIONAL DESARROLLADO

A continuación se detallan la experiencia profesional del autor en los últimos años:

DESCRIPCIÓN
<ul style="list-style-type: none">• Del 08 de junio del 2005 hasta la fecha de presentación del presente informe: QUIMICA SANTO ANGEL E.I.R.L. CARGO: ASESOR TECNICO DE LOS ANALISIS FISICO-QUIMICOS DE AGUAS INDUSTRIALES APLICADOS A GENERADORES DE VAPOR PERIODO: de 08 de Junio de 2005 a 08 de Junio de 2006 FUNCIONES ASIGNADAS:<ul style="list-style-type: none">➤ Análisis de parámetros físico-químicas del agua industrial para generadores de vapor (calderos piro-tubulares), ablandadores y tanques de condensado.➤ Análisis de eficiencia de resinas catiónicas ciclo sodio de los ablandadores.➤ Mantenimiento y limpieza química de las resinas catiónicas ciclo sodio.➤ Mantenimiento y limpieza química del lado agua de las calderas piro-tubulares. CARGO: RESPONSABLE DEL AREA DE PRODUCCION DE PRODUCTOS PARA TRATAMIENTO QUIMICO INTERNO DE LAS CALDERAS.

PERIODO: Del 09 de junio de 2006 al 09 de Junio de 2007.

FUNCIONES ASIGNADAS:

- Formulación de productos para tratamiento químico de calderas: anticorrosivos y anti-incrustantes para el agua interna de la caldera. Formulación en seco y en líquido.
- Formulación de aditivos líquidos para residuales de petróleo (básicamente para el R-500 y el R-6).

CARGO: RESPONSABLE DEL AREA DE TRATAMIENTO DE AGUAS INDUSTRIALES.

PERIODO: Del 10 de Junio de 2007 hasta la fecha de presentación del informe técnico profesional.

FUNCIONES ASIGNADAS:

- Coordinar y organizar los análisis físico-químicas del agua industrial para las diferentes empresas en cartera.
- Coordinar y supervisar la producción de los productos químicos para las calderas.
- Evaluar los resultados de los análisis físico-químicas así como los programas de tratamiento aplicados a las calderas.

- Del 01 de Enero de 2005 hasta el 01 de Junio de 2005:

CONSORCIO MINERO GUADALUPE S.A.

CARGO: ASISTENTE DEL AREA DE PRODUCCION.

PERIODO: Del 01 de Enero de 2005 al 01 de Junio de 2005.

FUNCIONES ASIGNADAS:

- Análisis y evaluación de concentración del cianuro en los tanques de agitación de extracción de oro vía lixiviación húmeda.
- Corrección de las variables de operación de la lixiviación del oro vía agitación.
- Análisis, evaluación y corrección de las variables de operación de una poza relavera de extracción de oro vía lixiviación en pila.

V. DESARROLLO DE ACTIVIDADES PROFESIONALES EN QUIMICA SANTO ANGEL E.I.R.L.

5.1. Introducción

Las actividades profesionales en la empresa en mención por parte del autor de este informe se han enfocado principalmente a la supervisión y control de los parámetros físico-químicos del agua industrial aplicados a generadores de vapor, ablandadores catiónicos y tanques de condensado.

En complemento la empresa designó al autor de este informe para supervisar la producción en la elaboración de productos químicos aplicados al tratamiento interno del agua de la caldera, tal que cumplan las especificaciones técnicas requeridas: que la formulación y el mezclado de las materias primas sea la correcta, que tengan la solubilidad adecuada y que al ser dosificados no tengan problemas de sedimentación en el tanque dosificador o en la línea de conducción de agua de alimentación.

Cabe señalar que el analista, ingeniero o encargado y responsable de los análisis de aguas tiene en sí una fuente de información constante, consistente, coherente y segura en sus interpretaciones lo cual permite una conducción eficiente de los equipos relacionados con el agua industrial.

Los programas eficientes de tratamiento, que suponen procedimientos y agentes químicos, requieren de una “Historia” que incluya todos los factores pertinentes, los productos y sus dosis residuales óptimas de los productos químicos.

La mayoría de los análisis de rutina que se efectúan en las plantas industriales son sencillos; pero el personal que los hace debe ser entrenado y responsable, puesto que una omisión involuntaria o deliberada, puede tener graves consecuencias sobre el equipo, el personal y toda la planta en general.

Finalmente el autor de éste informe fue designado como responsable general de la línea de tratamiento de aguas industriales, cuya función es supervisar y coordinar con el analista y/o asesor técnico de las calderas y programar la producción de los productos químicos.

Antes de detallar las actividades profesionales realizadas por el autor, se procederá a tratar conceptos teóricos que contribuirán a una mejor comprensión de las características físico-químicos del agua industrial así como el funcionamiento de algunos equipos involucrados en el mismo.

5.2.Caldera de vapor

Los calderos son básicamente intercambiadores de calor, transfieren la energía térmica de combustibles como el petróleo, gas natural, carbón etc. al agua líquida para convertirla en vapor y así poder transportar el calor y usarlo directamente o indirectamente en procesos industriales u otras actividades.

Es un recipiente metálico cerrado y hermético, dentro del cual se genera vapor a una presión mayor que la atmosférica, mediante la acción del calor cedido por una fuente térmica.

(Definición según N.T.N. ITINTEC 350.016)

Las calderas pueden ser clasificadas de muchas maneras, por ejemplo de acuerdo a la relación agua/gases de combustión y según su presión operativa se puede clasificar como CALDERAS PIRO-TUBULARES y CALDERAS ACUO-TUBULARES.

Sí el agua circula dentro de los tubos del caldero y los gases de combustión golpean desde afuera a los tubos, el caldero se llama **Acuo-tubular**. El agua es mantenida en dos o más tambores o recipientes, lo mismo que el vapor producido es almacenado en

un domo. Este tipo de caldera genera **vapor sobrecalentado**.

Por el contrario si los gases de combustión circulan dentro de los tubos el caldero se llama **Piro-tubular**, el agua ebulliciona fuera de los tubos y es contenida por la carcasa misma del caldero, a manera de gran recipiente. Esta caldera genera **vapor saturado**.

En éste informe, el autor sólo tratará de calderos piro-tubulares, por tener mayor experiencia en los mismos.

5.2.1. Caldera piro-tubular

- Son aquellos en que los gases de combustión circulan en el interior de los tubos, las cuales se instalan normalmente en la parte interior de un tambor sencillo o de un casco.
- En estas calderas se define como paso al recorrido de los gases de combustión a lo largo de la caldera.
- Su aplicación es a bajas presiones y capacidades, siendo su rango de presión hasta 250 PSI.
- El rango de capacidad es de 27608 lb/hr – 35000 lb/hr.
- Se usan generalmente en donde la demanda de vapor es relativamente reducida.
- Estas calderas se construyen de acuerdo con el código ASME.

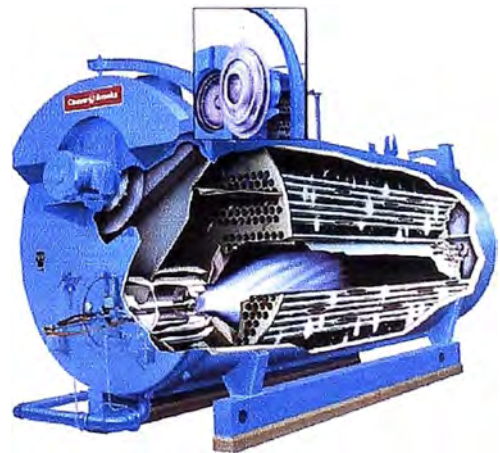


Figura N° 5.1: Vista de un caldero piro-tubular

5.2.2. Componentes de un generador de vapor piro-tubular

- Hogar, fogón o cámara de combustión, lugar donde se quema el combustible.
- Cámara de agua: recipiente cilíndrico en donde contiene el agua y donde se genera el vapor correspondiente.
- Conducto de humo: permite desalojar los gases de combustión de la caldera ya sea en forma natural (tiro natural) o en forma forzada (tiro forzado).
- Equipos necesarios: conjunto de equipos e instrumentos que complementan el funcionamiento de la caldera tales como: bomba de alimentación de agua, indicadores de nivel, control de presión, válvulas de seguridad.

5.2.3. Selección de una unidad generadora de vapor

5.2.3.1. Datos básicos:

- Cantidad de vapor requerido para la planta.
- Presión, temperatura o clase de vapor (saturado o sobrecalentado) que se necesita.
- Localización del equipo.
- Característica de la carga.

5.2.3.2. Datos adicionales: otros factores que ejercen influencia en la selección del equipo:

- Clase de equipo que se pueda requerir (caldera piro-tubular o acuotubular).
- Selección del quemador.

- Selección de los equipos auxiliares.
- Valor calórico y características del combustible disponible.
- Limitaciones y condiciones del espacio para la instalación.
- Condiciones existentes para el mantenimiento y operación de la planta.
- Equipo ya existente que tenga relación con la nueva instalación.
- Consideraciones necesarias sobre el costo de la obra.

5.3. Conceptos y definiciones técnicos en equipos generadores de vapor

5.3.1. Capacidad de una caldera

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

La ASME (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos) define el caballo de caldera como unidad de capacidad en los siguientes términos:

01 BHP (Horse Power Boiler) como la capacidad de evaporación de una caldera para evaporar por completo en 01 hora 15,66 kg de agua que se encuentra a 100°C y a una presión de 01 atmósfera.

Es la evaporación de 15.66 kg/h (34.5 lb/h) partiendo de agua líquida a 100°C (212°F) hasta vapor de 100°C (212°F) a 01 atmósfera).

(definición según N.T.P. ITINTEC N° 350.300 artículo 43)

También hay otra definición, pero que finalmente apuntan a la misma idea técnica:

01 BHP se define como 8500 kcal/h de transferencia de calor. Esta cantidad de calor se requiere para evaporar 15.66 kg/h de agua saturada a 100°C en vapor saturado seco a 100°C. La capacidad de las calderas se expresa por el número de BHP que puede producir o por la fijación de presión de trabajo, temperatura máxima de trabajo, kg/h de evaporación equivalente y superficie de calentamiento.

(Según N.T.P. ITINTEC N° 350.017 artículo 2.26).

5.3.2. Capacidad nominal

Es la capacidad de producción de vapor de agua relacionada a un nivel de referencia de presión ($P = 01 \text{ atm}$) y temperatura ($T = 212^{\circ}\text{F}$), se debe usar la tabla de especificaciones de los calderos en función de la potencia (ver tabla en el anexo).

5.3.3. Capacidad real de caldera

Es la cantidad de vapor de agua producida por la caldera en las condiciones reales de operación, para determinar esto se debe tener en cuenta:

- Presión manométrica de trabajo de la caldera.
- Temperatura del vapor de agua.
- Temperatura de alimentación de agua a la caldera.

5.3.4. Factor de carga (f)

Es la relación que existe entre la producción real de vapor de agua en la caldera respecto a la producción nominal del mismo.

$$f = \frac{\text{Producción real}_{(T, P_{real})}}{\text{Producción nominal}_{(212^{\circ}F, 1atm)}} \dots\dots\dots(01)$$

$$\%Carga = f \times 100\% \dots\dots\dots(02)$$

5.3.5. Factor de evaporación(*F*)

Es la relación que existe entre la capacidad nominal respecto a la capacidad real de la caldera.

$$F = \frac{\text{Capacidad nominal}_{(212^{\circ}F, 01atm)}}{\text{Capacidad real}_{(T, P_{real})}} \dots\dots\dots(03)$$

5.3.6. Superficie de calefacción

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 ala corriente de los gases de combustión. Se mide en el lado de los gases en m^2 o $pies^2$ para calderas piro-tubulares y por el lado del agua en las calderas acuo-tubulares.

Es toda la superficie intercambiadora de calor en contacto, de un lado con el agua o el vapor húmedo, que recibe calor y del otro con el gas o el refractario que cede el mismo, en el cual el fluido que recibe calor forma parte del sistema en circulación, ésta superficie se mide del lado en contacto con el fluido o elemento que cede calor y se expresa en metros cuadrados.

(Según N.T.P. ITINTEC N° 350.017 artículo 2.7).

La superficie de calefacción es el área expresada en m^2 o $pies^2$ que está expuesta a los productos de combustión y se usa para definir la capacidad de una caldera; las partes a considerar son:

- Tubos de combustión.
- Hogar o flue.
- Placas portatubos frontal y posterior.
- Cámara de gases.
- Economizadores.
- Precalentadores
- Sobrecalentadores.
- Colectores

01 BHP = 5 $pies^2$ de superficie de calefacción.

(Superficie de calefacción teórica según ASME)

Para comprender mejor estos conceptos, el autor de éste informe citará 02 ejemplos prácticos aplicativos:

Ejemplo 01: DETERMINACIÓN REAL DE VAPOR PARA UNA CALDERA PIROTUBULAR DE 400 BHP.

Condiciones de operación: 100 PSI de presión manométrica y 180°F de temperatura de alimentación de agua.

Lo que se calculará es la cantidad de vapor que se generará a las condiciones reales de operación, para ello se tendrá en cuenta lo siguiente:

1° capacidad nominal

Para ello trabajamos a las condiciones normales de $P = 01 \text{ atm}$ y $T = 212^\circ\text{F}$, para esto nos ayudaremos de la tabla de especificaciones técnicas (ver anexo).

Según tabla el flujo total de vapor = 13800 lb/h , vapor de agua que corresponde para una Caldera de 400 BHP a la $P = 01 \text{ atm}$ y 212°F , pero como las condiciones reales son otras, entonces éste valor necesita ser corregida.

2º capacidad real

Se evalúa para que la caldera trabaje a las condiciones reales: 100 PSI de presión manométrica y el agua de alimentación lo haga 180°F (82°C), nos ayudaremos de la tabla de factor de evaporación (ver anexo).

Para 100 PSI y $T = 180^\circ\text{F}$ corresponde un factor de evaporación (F) de 1.073 (según tabla de evaporación).

3º factor de evaporación (F)

Reemplazando datos en la ecuación (03) y tomando en cuenta el factor de evaporación F tenemos,

$$\text{Capacidad real}_{(180^\circ\text{F}, 100\text{PSI})} = 12,861 \text{ lb/h}$$

Esta cantidad real de vapor de agua generada corresponde si la caldera tuviera una eficiencia térmica del 100%, normalmente las calderas tienen un valor de 80% a 84% de eficiencia térmica; entonces para una eficiencia del 84% tendremos un **flujo real de 10,803 lb de vapor de agua por hora.**

Ejemplo 02: DETERMINACION DE LA SUPERFICIE DE CALEFACCIÓN PARA UNA CALDERA PIROTUBULAR DE 400 BHP

Para ello necesitamos sus dimensiones generales:

ACCESORIO VS CARACTERISTICAS	FLUE (Pulg)	CASCO (Pulg)	CAMARA DE GASES (Pulg)
PLANCHA (espesor)	5/8	1/2	5/8
DIAMETRO EXTERIOR	35 1/4	97	65
DIAMETRO INTERIOR	34	96	63 3/4
LONGITUD	132 1/4	194 1/4	29 1/2

Discos portatubos:

Plancha = 3/4 pulgadas de espesor

Diámetro = 96 pulgadas

Discos de cámara de gases:

Plancha = 3/4 pulgadas de espesor

Diámetro = 63 3/4 pulgadas

Nº de tubos del 2º paso:

Nº tubos = 123

Diámetro exterior = 2 1/2 pulgadas

Distancia entre placas = 125 3/4 pulgadas

N° tubos del 3° paso:

N° tubos = 102

Diámetro exterior = 2 1/2 pulgadas

Distancia entre placas = 163 1/2 pulgadas

Se debe hacer la observación que: todas las planchas deben ser de material ASTM 285 grado C y los tubos de fuego son del código ASTM 192 A.

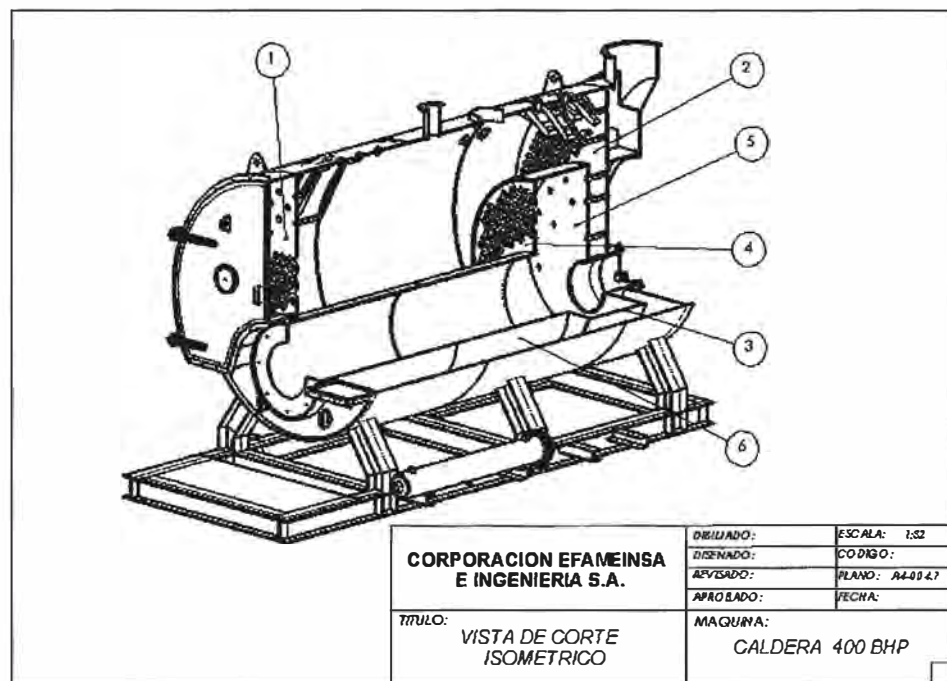


Figura N° 5.2: vista interior de una caldera piro-tubular de 400 BHP

Calculo de superficie de calefacción:

Según ASME la superficie de calefacción de la unidad generadora de vapor, es aquella parte de la superficie de transmisión de calor del aparato, expuesto por un lado al gas y por el otro el líquido que es calentado, medida del lado que recibe calor.

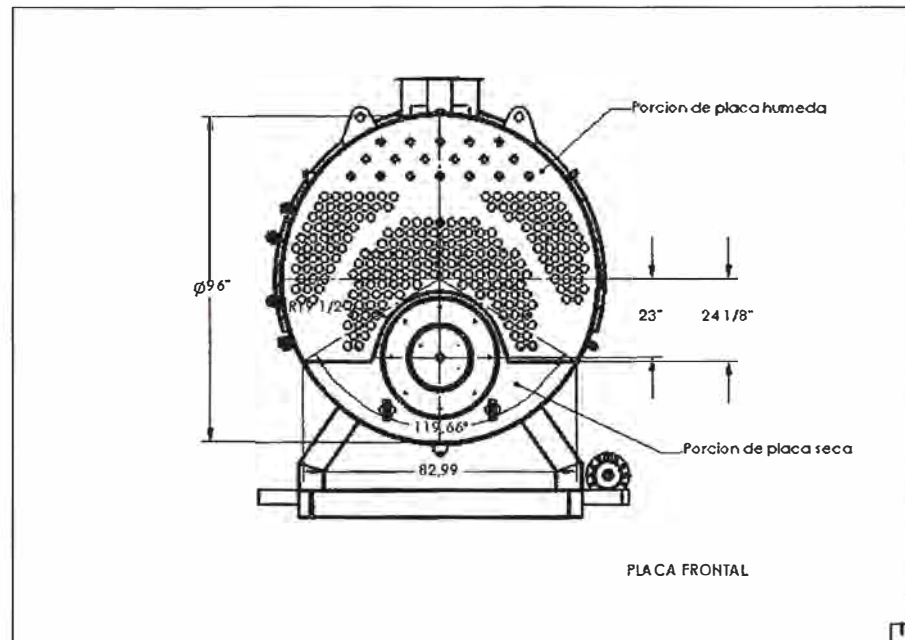


Figura N° 5.3: Vista frontal de la placa de la caldera piro-tubular.

Iniciamos los cálculos correspondientes:

Placa Portatubos:

Placa frontal (1):

$$Sp_1 = 5299.72 - 225 \times \frac{\pi}{4} (2.5)^2 = 4195.254 \text{ pulg}^2$$

Placa posterior (2):

$$Sp_2 = 3037.56 - 102 \times \frac{\pi}{4} (2.5)^2 = 2536.869 \text{ pulg}^2$$

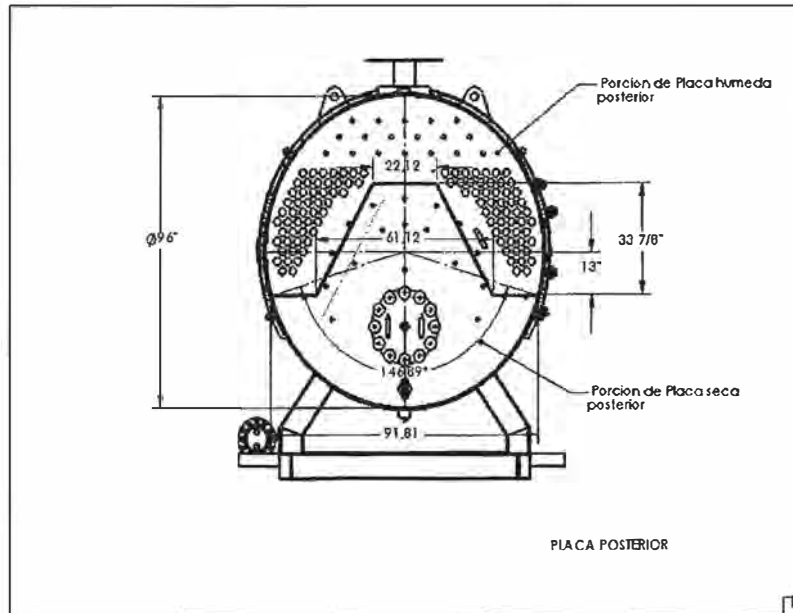


Figura N° 5.4: Vista de la placa posterior de la caldera piro-tubular.

Cámara de gases:

Cilindro de la cámara (3):

$$Scg_1 = \pi \times 65 \times 29.5 = 6025.004 \text{ pulg}^2$$

Placa frontal de la cámara (4):

$$Scg_2 = \frac{\pi}{4} (63.75)^2 - 123 \times \frac{\pi}{4} (2.5)^2 - \frac{\pi}{4} (34)^2 = 1680.212 \text{ pulg}^2$$

Placa posterior de la cámara (5):

$$Scg_3 = \frac{\pi}{4} (63.75)^2 - \frac{\pi}{4} (18.5)^2 = 2923.105 \text{ pulg}^2$$

Cámara de combustión o flue (6):

$$Sf = \pi \times 35.25 \times 125.75 = 13925.96 \text{ pulg}^2$$

Tubos:

2do paso (7):

$$St_1 = 123 \times \pi \times 2.5 \times 125.75 = 121479.49 \text{ pulg}^2$$

3er paso (8):

$$St_2 = 102 \times \pi \times 2.5 \times 163.5 = 130980.85 \text{ pulg}^2$$

SUPERFICIE DE CALEFACCIÓN REAL:

Hacemos el resumen de los resultados calculados y obtenidos de las superficies de calefacción de todas las áreas de contacto del interior de la caldera tanto con el fuego directo transmitida por el quemador de combustible (transmisión de calor por radiación) y con los gases de combustión que pasan a través de los tubos impulsados por un ventilador (transmisión de calor por convección). Se observará que el valor obtenido se aproxima al valor que dictamina la norma ASTM:

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	AREA
Placa de casco frontal Sp_1	pulg ²	4,195.25
Placa de casco posterior Sp_2	pulg ²	2,536.87
Cilindro de cámara de gases Scg_1	pulg ²	6,025.00
Placa frontal de cámara de gases Scg_2	pulg ²	1,680.21
Placa posterior de cámara de gases Scg_3	pulg ²	2,923.11
Cilindro flue Sf	pulg ²	13,925.67
Tubos de 2do. Paso St_1	pulg ²	121,479.49
Tubos de 3er. Paso St_2	pulg ²	130,980.85
Superficie total de calefacción	pulg²	283,746.45
Superficie total de calefacción	pies²	1,970.46

SUPERFICIE DE CALEFACCIÓN TEÓRICA:

Según norma ASME :

01 BHP \approx 05 pies² (05 pies cuadrados de superficie de calefacción teórica)

400 BHP \Leftrightarrow 400 x 5 Pies²

400 BHP \Leftrightarrow 2000 Pies²

$$\begin{aligned} \text{Superficie de calefacción Teórica} &= 2000.00 \text{ Pies}^2 \\ \text{Superficie de calefacción Real(calculado)} &= 1971.00 \text{ Pies}^2 \end{aligned}$$

Observamos que el valor teórico con respecto al valor real tiene una desviación del 1.45%, concluyendo que para efectos prácticos de algún cálculo referencial se puede tomar la relación dada por la ASME.

5.4. Operación de una caldera piro-tubular

5.4.1. Análisis de la secuencia de encendido

El encendido del quemador de un caldero, que normalmente se realiza en forma automática mediante un programador, debe de seguir la siguiente secuencia:

- a) Primero deben de accionarse los instrumentos que controlan las purgas, tanto del aire del ventilador sobre los gases de combustión en el hogar, del sistema de combustible y del sistema de agua. Por lo tanto es accionado el ventilador y el compresor de aire conjuntamente con la bomba de petróleo é incluso, dependiendo del tipo de programador, también se realiza un movimiento de la válvula de mariposa de regulación automática de combustible controlada por un motor modutrol. Este período de purgas dura de uno a diez minutos dependiendo del tamaño del caldero y del programador utilizado. El encendido del quemador nunca llegará a iniciarse en el caso de que el nivel de agua del caldero esté por debajo del mínimo regulado en el control automático de nivel, el cual bloquea el programador para evitar un recalentamiento en el caldero por falta de agua. En este caso solamente se accionará la bomba de agua de alimentación hasta que se alcance el nivel adecuado. En el caso de que el caldero haya estado prendido y se encuentre caliente y por alguna causa

externa al caldero se haya quedado sin agua, es peligroso que repentinamente ingrese agua fría al caldero debido a que el choque del calor y alta temperatura del metal con el agua fría puede ocasionar que el caldero se raje ó que se le aflojen los tubos. En algunos casos, se produce una cristalización que tiene un efecto similar al de un envejecimiento por fatiga térmica que determina el daño (rajadura en los tubos) quizás no en el momento en que ocurrió el recalentamiento, sino meses más adelante, ya que la formación de los cristales en las zonas de recalentamiento determinan una pérdida de resistencia y de las propiedades originales del caldero. Esta es una falla típica que ocurre durante cortes del suministro de energía eléctrica durante los cuales el caldero sigue suministrando vapor hasta quedarse sin agua suficiente al no ser accionada la bomba de agua de alimentación.

- b) En segundo lugar es accionado el sistema de ignición primario, siendo accionada la válvula eléctrica o solenoide que hace ingresar el combustible para el encendido inicial. En algunos casos es accionada una bomba de combustible del sistema de encendido primario ó piloto. Frecuentemente este combustible del primario es gas o petróleo Diésel # 2, que son altamente inflamables. Simultáneamente con este ingreso de combustible, son accionados el transformador elevador de voltaje a 5,000 ó 10,000 Volts , el cual da una chispa entre dos electrodos, y el pirómetro óptico con el sistema de foto celda y circuito amplificador de voltaje, los cuales están activados durante todas las secuencias de encendido, para detectar la existencia de llama en el encendido primario. Común mente este período dura de diez a quince segundos. En caso de que la foto celda no detecte la llama, se cerrará la solenoide de combustible y el caldero volverá a su estado inicial de purgas y dependiendo del modelo del programador, reintentará realizar otro encendido o accionará una alarma y

se detendrá el encendido hasta que llegue el operador del caldero, o en el caso de programadores computarizados realizará el autodiagnóstico y la autocorrección necesaria.

- c) Luego de que la foto celda detectó la existencia de llama en el primario, es accionada la válvula de solenoide que permite el ingreso del combustible de operación normal. Actualmente los combustibles más utilizados son los petróleos pesados por su bajo costo. Si el programador es totalmente automático y moderno, no permitirá el ingreso del combustible principal hasta que éste haya alcanzado su temperatura de operación normal, la cual está controlada por un sistema de termostato y termómetro que miden la temperatura del combustible que es calentado en un precalentador por medio de una resistencia ó por medio del vapor del propio caldero.

Existe un tiempo de traslape ó de accionamiento simultáneo entre el sistema de ignición primario y el principal. Este período fluctúa entre cinco a veinticinco segundos, dependiendo del tamaño del caldero. Siempre en todo momento están activados el sistema de foto celda y pirómetro conjuntamente con la bomba principal de combustible (por lo general de petróleo pesado).

- d) Si es que el pirómetro detectó normalmente la llama en el período anterior, entonces se cerrará o apagará el sistema de ingreso de combustible del sistema primario de ignición, para que inicie el calentamiento normal de todo el caldero. De allí en adelante el control automático del caldero estará dirigido por los controladores de presión de vapor y de nivel de líquido.

Cuando el líquido del caldero está totalmente frío y recién empieza a

calentarse toda la estructura metálica, es conveniente operar en forma manual y llevar el caldero lentamente al calentamiento y a su presión nominal en el régimen de mínima llama en la medida de ser ello posible. Mientras más grande es el caldero, más lento debe ser el calentamiento. En calderos chicos de menos de 200 HP es conveniente en este caso utilizar por lo menos dos horas en el régimen de mínima llama. En calderos grandes, por ejemplo de 5000 HP el período de calentamiento del hogar debe de ser por lo menos de seis horas. Para accionar el régimen de mínima llama debe de conectarse el interruptor ó switch de modulación a su posición manual, llevando así el motor modutrol a su posición de mínimo combustible.

En operación normal, con el caldero caliente, el quemador iniciará en régimen de máxima llama hasta alcanzar su presión de trabajo luego el presostato de modulación activará en forma automática el motor modutrol llevándolo a su posición de llama mínima hasta que haya alcanzado la presión límite en la cual el presostato de control lo apagará, hasta que la presión baje al límite inferior e inicie nuevamente la secuencia de encendido.

5.5.Mantenimiento que se deben dar en una caldera

5.5.1. Mantenimiento del circuito de vapor

Debe considerarse la medición anual del espesor de las paredes de los tubos de vapor, considerando reemplazos con tubo de vapor SCH 40 para los casos de baja presión y de SCH 80 para media presión.

En caso de que existan golpes de ariete, por expansión brusca de agua, debe de instalarse trampas de vapor en el circuito de agua, así como válvulas de

purga, especialmente cuando la vibración se produzca en sistemas de manyfull. Debe también verificarse que la tubería esté bien asegurada a la estructura y de la existencia de válvulas checks suficientes que impidan el retorno de condensados ante una caída de presión del vapor.

Los aditivos que limitan la presencia de oxígeno en el agua de alimentación favorecen también a las tuberías de vapor limitando la corrosión por O₂; en caso de que exista condensación a pesar de existir checks y trampas de vapor en el recorrido, debe verificarse la velocidad límite del vapor en la tubería no exceda los 30 m/seg. para el volumen específico de vapor utilizado en la presión de trabajo.

5.5.2. Mantenimiento del circuito del agua

Adicionalmente a lo señalado en relación al tratamiento del agua y a la limpieza química, debe de existir un filtro simple a la entrada del equipo de tratamiento de agua y debe de utilizarse válvulas y accesorios para presiones de 125 PSI, instalándose a la entrada del caldero una válvula de globo y dos válvulas checks.

Al conjunto de válvulas del sistema debe de realizársele asentamiento, calibración y prueba hidrostática anualmente.

Es conveniente instalar purgas automáticas sean estas temporizadas o por límite de conductividad ante una variación de dureza, pero estos dispositivos requieren de inspección diaria y de mantenimiento bimensual. En caso de encalichamiento, se puede utilizar en forma simple ácido muriático al 5 % para limpiar las incrustaciones y las sales de calcio , y una neutralización con soda cáustica.

5.5.3. Mantenimiento eléctrico

Es conveniente utilizar alambre asbestado o siliconado de calibre 14 AWG ,en el cableado de los ductos que van adyacentes al caldero con sus respectivos protectores al calor.

La limpieza de los contactos eléctricos puede realizarse con S26 en Spray o de forma mecánica

Aunque es una práctica muy común en nuestro medio el rellenar los contactos eléctricos con soldadura de platino, incluso reconstruyendo programadores antiguos de segundo uso, ello constituye una acción peligrosa para la operación automática del caldero.

Es necesario reemplazar contactores , relés y accesorios eléctricos que tengan más de 10 años de uso continuo por la inseguridad que puede dar la ruptura de un contacto fatigado o generar un corto circuito.

Debe de realizarse una prueba de todos los contactos sin energía, probando continuidades y resistencias de aislamiento. El óptimo de resistencia de aislamiento es de 3 Megaohms. En caso de que la resistencia de aislamiento esté por debajo de 3 Megaohms debe de verificarse la presencia de humedad o debe de sustituirse los cables o contactos de la sección analizada por pérdida de aislamiento por envejecimiento.

5.5.4. Mantenimiento de accesorios

Se debe realizar mensualmente una calibración de los instrumentos instalados en el caldero y anualmente ser retirados para ser calibrados por empresas especializadas.

También realizarse pruebas de seguridad y de fiabilidad de los instrumentos semanalmente, como es la prueba de la foto celda, que consiste en retirarla de su funda en operación (impedir que la luz solar la alcance) y verificar como se apaga el quemador y se bloquea el programador cerrándose las válvulas solenoides y accionándose algún dispositivo de seguridad.

Es muy importante verificar la secuencia de encendido, midiendo la llegada de voltaje a cada instrumento o accesorio.

Es conveniente realizar un lavado ácido y alcalino a cada instrumento expuesto al agua o al vapor, por lo menos una vez al año.

5.5.4.1. Prevención de la corrosión

Adicionalmente a lo señalado en relación a la prevención de la corrosión en las áreas expuestas al agua y al vapor mediante aditivos en el agua tratada es necesario utilizar pinturas especiales para calor en los accesorios y/o áreas que estén en contacto con el calor, agua y humedad (pinturas al horno), como por ejemplo las pinturas Aluminio para 600°C. En la chimenea se puede emplear pintura Aluminio para 1200°C ya que la oxidación en esa área es mayor.

Debe evitarse trabajar en temperaturas cercanas al punto de rocío en la salida de gases, para prevenir la corrosión por azufre.

Es importante señalar lo siguiente:

Si la Temperatura de salida de los gases de combustión T_g es muy elevada, entonces se pierde grandes cantidades de energía hacia el ambiente:

$$Tg_{(\max)} = Tv + 50^{\circ}C$$

Siendo Tv : Temperatura de vapor del agua correspondiente a la presión de trabajo de la caldera.

Si la Temperatura de salida de los gases de combustión (Tg) es muy baja, entonces puede haber condensación de gases, especialmente del ácido sulfúrico:

$$Tg_{(\min)} = Tr + 10^{\circ}C$$

Siendo Tr : Temperatura de rocío, que para estos casos está en función de la cantidad de azufre y de oxígeno presentes en el gas de combustión.

5.5.4.2. Cambio de tubos: materiales, rebordeo, y calafateo

Los tubos empleados pueden ser de los siguientes materiales:

ASTM A 178

ASTM A 192

ASTM A 196

Tubos ASTM A 178: son tubos de acero al carbón electro soldados por resistencia eléctrica (tubos con costura).

Tubos ASTM A 192: son tubos de acero al carbón sin costura para servicio de alta presión.

Tipo de tubos vs composición	Tubos ASTM A 178	Tubos ASTM A 192
Carbón	0.35% máx.	0.06% - 0.18%
Manganeso	0.80% máx.	0.27% - 0.63%
Fósforo	0.035% máx.	0.035% máx.
Azufre	0.035% máx.	0.035% máx.
Silicio	-----	0.25%

Las uniones entre el tubo y la placa no deben sobresalir más de ¼" de la placa para evitar puntos calientes dentro del hogar. Únicamente las uniones soldadas se utilizan con presiones mayores a las 1800 PSI.

El rebordeo o ribeteado se pueden realizar con herramientas neumáticas o mediante un cincel denominado calafate. En calderos de baja presión nunca debe soldarse el tubo a la placa de la caldera para no deteriorarlo.

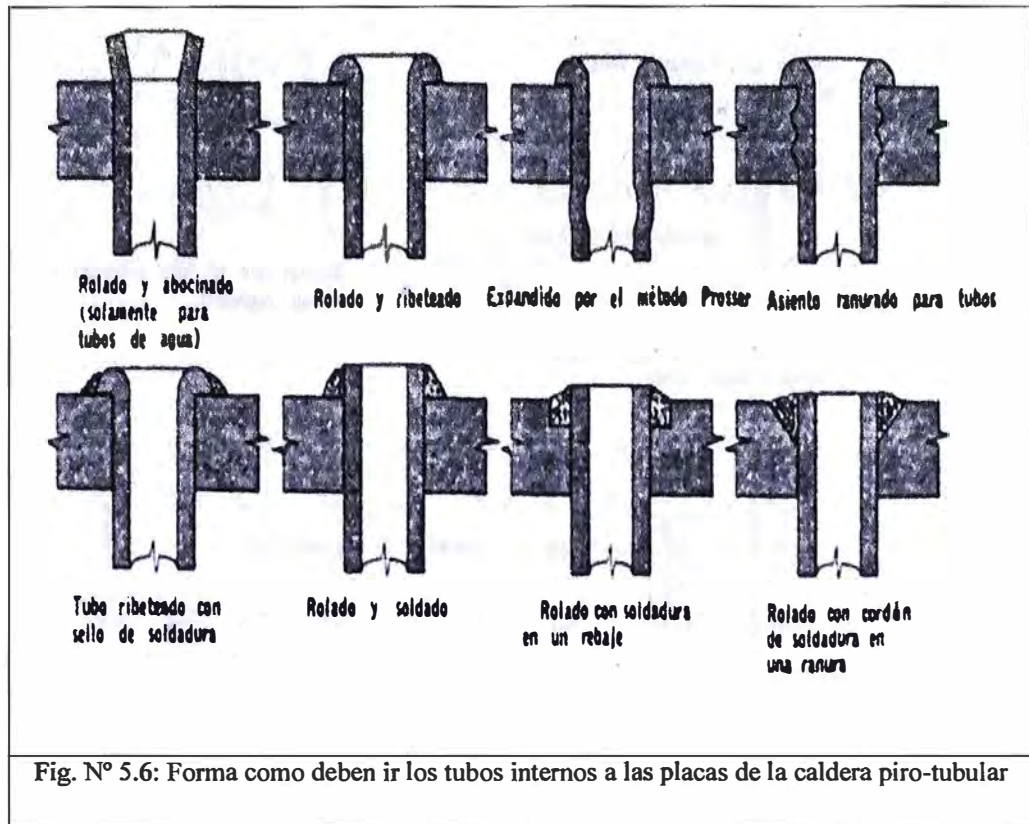
Pero en muchas situaciones ya sea debido a desconocimiento o por un criterio antitécnico muchos calderistas al hacer cambio de tubos estilan soldarlo a placas relativamente nuevas de la caldera, causando su deterioro del mismo (desbocado de los orificios en la placa de la caldera).



Fig. N° 5.5 : expandidor de tubos internos de pase de los gases de combustión.

5.5.4.3. Reparación de las placas

El material utilizado comercialmente en las placas de acero ASTM 285 grado C, debe ser soldadura supercito o similar (soldadura cellocor 6011 y overcor 1/8), que en caso que se requiera reparación debe ser unidas con juntas en “V”. En caso de placas que ya han sido soldadas a los tubos y aún es posible realizar operaciones, entonces será conveniente y recomendable soldar a la placa los tubos reemplazados.



5.5.5. Prueba hidrostática

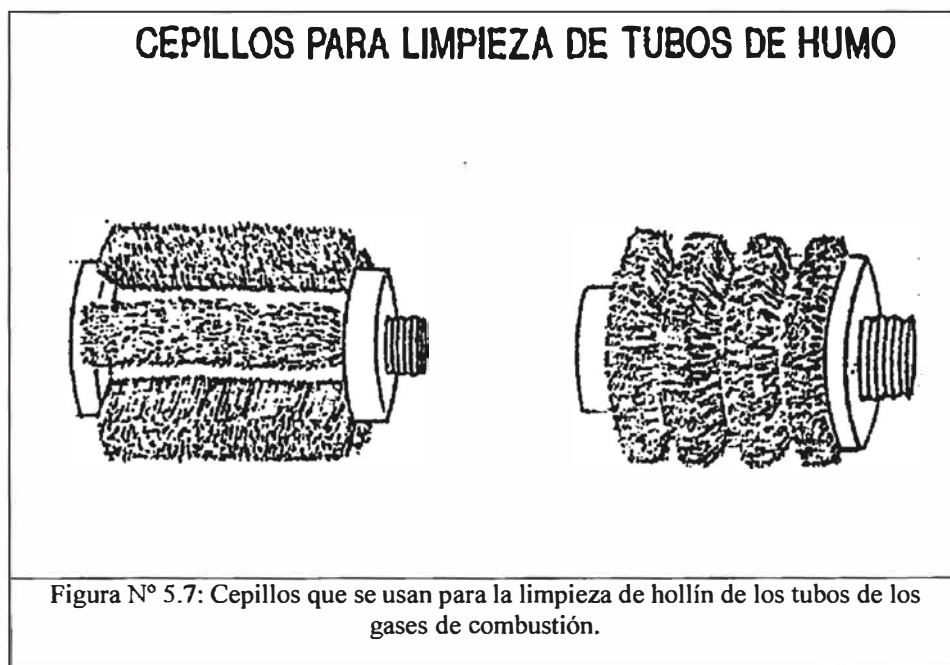
La prueba hidrostática sirve para detectar posibles puntos de fuga del vapor o de agua antes de iniciar la operación. Sirve también para detectar fragilidad o defectos en uniones o juntas soldadas. Para realizar la prueba hidrostática se deben de instalar tapones o bridas ciegas en los puntos de entrada de agua de alimentación y a la salida de vapor, así como en los registros, válvulas de seguridad, incrementando la presión progresivamente mediante una bomba de mano.

La presión de prueba debe ser 50 % mayor que la presión de operación debiendo realizarse la prueba durante 24 horas, considerándose exitosa si la presión no cae en más del 10% luego de las 24 horas de prueba.

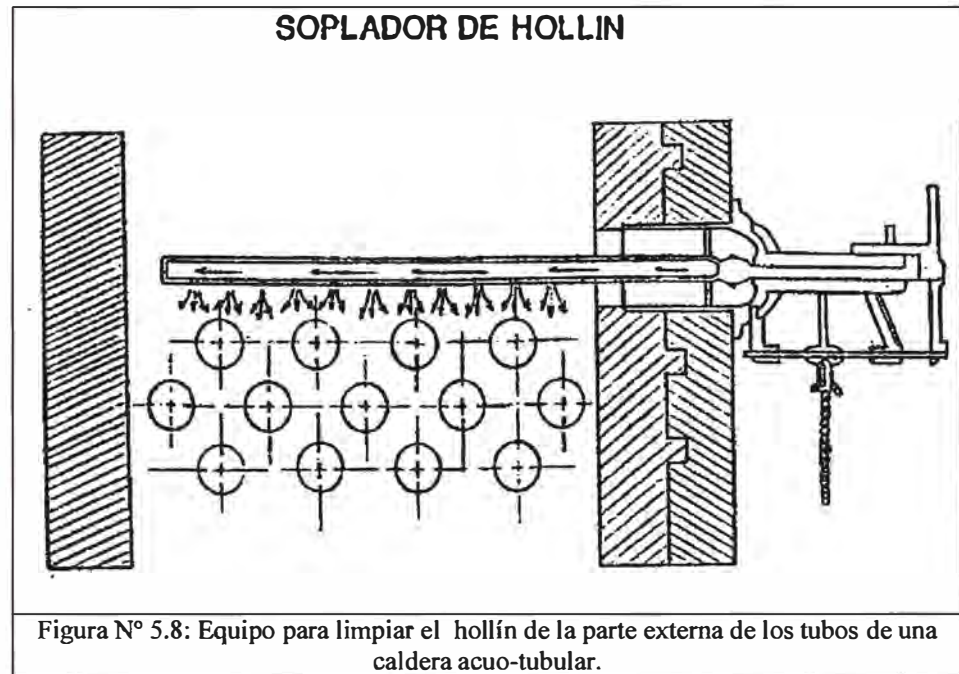
5.5.6. Mantenimiento de superficie interna

5.5.6.1. Mantenimiento de lado de los humos

El mantenimiento de los tubos puede realizarse mediante limpiadores de hollín de vapor, neumáticos o mecánicos. Los dos primeros consisten en tubos con toberas que inyectan vapor después de cada operación sobre la superficie afectada con hollín determinando la limpieza por la abrasividad del vapor y aire.



A continuación vemos en la siguiente figura un soplador de hollín, este equipo se suele utilizar en calderos cuyo fuego o gases de combustión circulan por fuera de los tubos y el agua de calentamiento por dentro, es decir para calderas acuo-tubulares.



5.5.6.2. Mantenimiento del aislante y refractario

La llama del quemador sobre el refractario tiene un efecto de desgaste de las superficies, sobre todo cuando hay presencia de azufre. Para realizar el reemplazo correspondiente, existen refractarios de diversas calidades y características. Es recomendable seleccionar ladrillos, cementos o castables, plásticos y/o cerámicas refractarias para alta alúmina, más resistentes a la alta temperatura, aunque tengan mayor costo, ya que ello redundará en un mayor ahorro de combustible y una mayor vida del refractario. También es recomendable sujetar el refractario mediante anclajes en V de acero inoxidable 304 ó de ASTM 285 grado C , a pesar de que el anclaje esté protegido del calor por el refractario.

Es recomendable reemplazar refractarios de más de 10 años de antigüedad, en el caso de materiales de baja alúmina, ya que éstos

tienden a formar rajaduras. Un buen refractario puede durar más de cuarenta años si no ha sido sometido a fugas de vapor en forma prolongada, humedad permanente ni a fognazos y explosiones.

Se recomienda la sustitución del refractario por áreas en el caso de desgaste del mismo por fognazos o expansiones bruscas y en el caso de que el refractario haya sufrido ataque químico por cenizas o uso inadecuado de aditivos para combustibles, es mejor reemplazarlo completamente porque podría haber decaído sus propiedades refractarias y haber incrementado su constante de transferencia de calor.

En casos de que haya parchados, si existiera algún problema de adherencia al castable (por ejemplo ataque químico), puede añadirse silicato alcalino en un 2% del peso de la mezcla del castable con el agua.

En el caso de lanas de vidrio no son recomendables aquellas fabricadas con fibras grandes y expandidas a granel, ya que a pesar de ser más baratas no tienen uniformidad en su composición y son más difíciles de manipular, por el contrario son más recomendables las colchonetas de lana con armadura de malla galvanizada; Es conveniente recordar que cuando la lana de vidrio se humedece por presencia de una fuga de agua, pierde temporalmente sus propiedades aislantes hasta que no haya restos de humedad.

5.5.6.3. Mantenimiento durante paradas prolongadas

Para prevenir la corrosión por oxígeno en un caldero que es puesto fuera de servicio en forma temporal se pueden aplicar dos métodos diferentes que se dan a conocer:

En caso de que se mantenga el agua dentro del caldero, se puede añadir un litro de Hidrato de Hidrazina Comercial y 50 ml de agua amoniacal al 24% en peso de amoniaco, por cada metro cúbico de agua del caldero. La reacción dentro generará nitrógeno (que no es dañino para el acero) y agua.

En el caso de que se tenga que vaciar el caldero, se puede añadir algún pasivante o inhibidor de la corrosión por el oxígeno del aire, como es el Acido fosfórico logrando una concentración en su interior del 1%, para formar una película de Fosfato ferroso en las paredes del caldero que limita la formación de óxido.

5.5.6.4. Recomendación ambiental por la CONAM

El 6 de Diciembre de 1999 el CONSEJO NACIONAL DE MEDIO AMBIENTE de Perú (CONAM) ha emitido una norma limitando las emisiones de gases al medio ambiente a partir de Abril del 2000 para el caso del sector automotriz y a partir de Octubre del 2000 para el sector industrial lo que implicará el mejorar: la combustión en los quemadores existentes, reemplazo de equipos antiguos, sustitución de combustibles, o utilización de filtros especiales. El CONAM está buscando un desarrollo industrial “limpio” preservando el medio ambiente de contaminación, con lo que está promocionando una reconversión del parque nacional de calderos industriales y también al uso del Gas natural como alternativa ineludible.

5.5.6.5. Inspección general y programas de mantenimiento

La inspección general debería de realizarse anualmente, contemplándose como tal en los planes de mantenimiento.

La inspección general debe incluir:

- Retiro de todos los instrumentos, limpieza y calibración de los mismos en banco de pruebas, verificación y mantenimiento del programador.
- Limpieza del tablero eléctrico.
- Apertura de registros y medición de incrustaciones (para limpieza química y/o mecánica dentro del caldero lado agua).
- Limpieza del circuito de combustible.
- Apertura de tapas y verificación del estado de los aislamientos, cono de encendido y refractarios.
- Cambio de rodamientos retenes y sellos de la bomba de agua de alimentación y de la bomba de petróleo.
- Limpieza y asentamiento de todas las válvulas, especialmente las de seguridad, de purga y las solenoides.
- Limpieza del hollín de los tubos de combustión.
- Análisis del combustible (especialmente los residuales).
- Prueba hidrostática de la caldera.
- Verificación de secuencia de encendido de la caldera y parámetros de funcionamiento.
- Verificación de la eficiencia de la combustión y de la eficiencia total.

5.6. Ahorro de energía por técnicas de operación sin inversión.

Existen diversas maneras de ahorrar energía sin que se tenga la necesidad de realizar inversiones, mas solamente regulando y optimizando operaciones del sistema existente, a continuación nombramos los más principales:

5.6.1. Control y registro del consumo específico de combustible y del costo del vapor generado.

- Elaboración de registros de los consumos permanentes de combustible y de generación de calor.
- Evaluación de costos horarios y el componente del costo energético dentro de los costos directos de producción.
- Elaboración de una estructura de costos energéticos independiente de la estructura de costos de producción, tanto por equipo, como por horario y estacionalidad.

El objetivo de estos registros es conocer los costos unitarios en la generación de energía y establecer un cuadro comparativo y estadístico con la finalidad de conocer los altos, promedios o bajos requerimientos energéticos para evitar posibles pérdidas o mermas energéticas. El costo de energía es uno de los costos directos de mayor incidencia en los procesos productivos y por ello se debe tener un estricto control en la generación y utilización. Así por ejemplo una empresa que consume 75 Dólares de Petróleo por Tonelada de Producto final se esforzaría en reducir cada componente, conociendo y teniendo el control de cada una de las variables que intervienen en su proceso de generación de energía como por ejemplo gastos de combustible, repuestos, mantenimiento, insumos como lubricantes y otros, mano de obra directa e indirecta, pérdidas de eficiencia, etc.

Es interesante observar que muchas veces el costo de generación de vapor nocturno es mayor que el diurno. Ello puede determinar en algunos casos el trabajar algunos procesos solo de día, y otros durante la noche, del mismo modo algunos procesos en verano y otros en invierno.

5.6.2. Optimización del exceso de aire

Es necesario conocer los parámetros y las ecuaciones involucradas en la combustión, es decir toda la teoría sobre la combustión industrial para los diversos tipos de combustibles.

En forma práctica, existe un exceso de aire recomendado para cada tipo de combustible en quemadores convencionales:

COMBUSTIBLE	% DE EXCESO DE AIRE
GAS NATURAL	10 - 15
DIESEL 2	15 - 20
RESIDUAL 4	17 - 22
RESIDUAL 6	20 - 25
CARBON MINERAL	25 - 30

Tabla N° 5.1 : % de exceso de aire recomendado según el combustible
(Fuente: IC industrial Combustion. Engineering Data)

En quemadores modernos puede considerarse 3 % menos del indicado, ya que logran una mejor pulverización y turbulencia.

Una forma de conocer el exceso de aire es midiendo el contenido de Oxígeno a la salida de los gases de escape de la chimenea y aplicando la siguiente fórmula :

$$n = [21 / (21 - \%O_2) - 1]$$

Por su puesto, la combustión nunca llega a ser completa, siendo valores límites los recomendados del contenido de CO señalados en la tabla para el caso de las calderas:

Combustible	Parámetro			
	exceso de aire (%)	O ₂ en chimenea (%)	CO en chimenea (ppm)	Opacidad de humos (Indice de bacharach)
Gas natural	10 máx.	2.0 máx.	50 máx.	0
Diesel	20 máx.	3.5 máx.	200 máx.	3 máximo
Residual	25 máx.	4.0 máx.	400 máx.	4 máximo

Tabla N° 5.2: Nivel recomendado de exceso de aire y otros parámetros
(Fuente: IC Industrial Combustion. Engineering Data)

Para cada tipo de equipo y de combustible existe un valor óptimo de exceso de aire ante el cual se alcanza el máximo de eficiencia. Esto se aprecia por ejemplo en las curvas obtenidas para un caldero APIN de 80 HP de tres pasos con combustible Petróleo Diesel N° 2 trabajando a 125 PSI :

Estas curvas fueron elaboradas tomando cuatro grupos de datos de los parámetros obtenidos ante diferentes aperturas (% de la paleta de ingreso de aire) del ventilador del quemador:

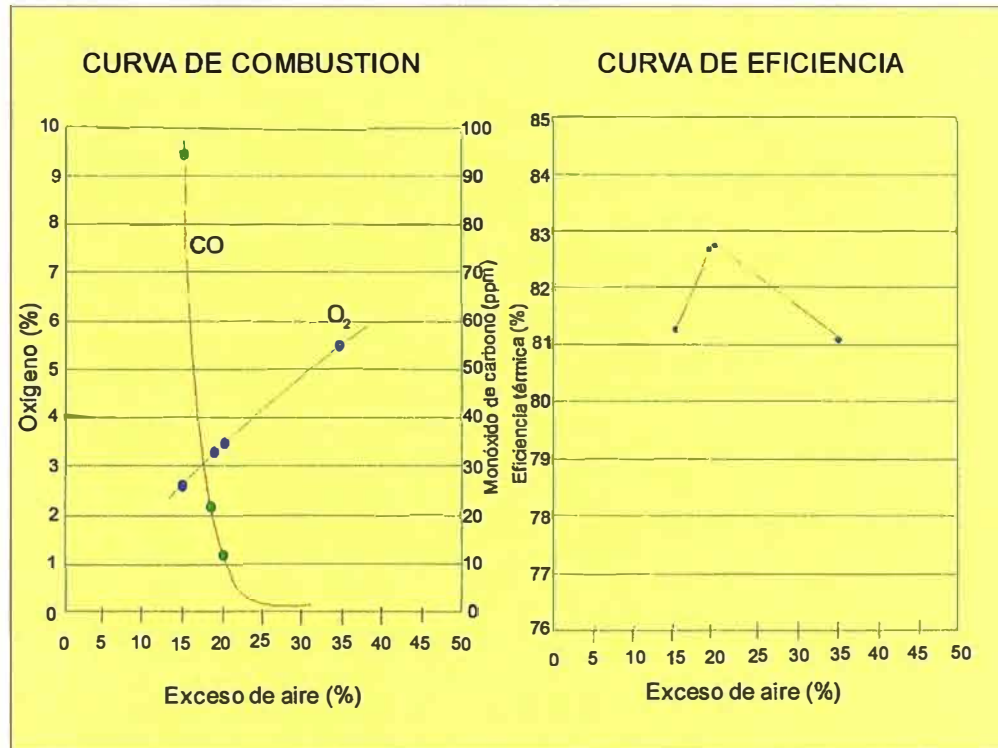


Figura N° 5.9: Curvas de combustión y de eficiencia al quemar Diesel 2
 (Fuente: Caldera APIN 80 BHP, 125 PSI)

Como se aprecia en este caso, de acuerdo al gráfico de la derecha el exceso de aire óptimo es de 20% (obtenido con un 15% de apertura de ingreso de aire) y con el cual se puede obtener una eficiencia de combustión de casi 83%. La tendencia del ahorro de combustible al variar el exceso de aire es la misma que la de la eficiencia de la combustión.

Para visualizar mejor, observar los datos obtenidos y tomados en cuenta en la tabla N° 5.3 para el gráfico anterior (figura N° 5.9):

PARAMETRO	RESULTADO				VALOR RECOMENDADO
	1	2	3	4	
SISTEMA DE COMBUSTION					
Apertura de paleta	14.0	14.5	15.0	17.5	
ANALISIS DE GASES					
O ₂ (%)	2.7	3.4	3.5	5.5	3.5 máx.
CO ₂ (%)	13.5	13.0	12.9	11.4	12.9 mín.
CO (ppm)	95.0	21.0	12.0	43.0	100 máx.
SO ₂ (ppm)	2.0	7.0	0.0	2.0	
NOx (ppm)	59.0	65.0	62.0	56.0	
Temperatura del gas (°C)	215.7	229.2	219.5	223.9	220 máx.
Indice de Bacharach	8.0	4.0	4.0	6.0	2
Exceso de aire (%)	15.0	19.0	20.0	35.0	20 máx.
Eficiencia térmica (%)	81.3	82.7	82.8	81.1	

Tabla N° 5.3: Análisis de gases para diferentes % de aire.
(Fuente: Caldera APIN 80 BHP, 125 PSI, Diesel 2)

CO ₂ (%)	EXCESO DE AIRE (%)	EFICIENCIA (%)	POTENCIAL DE AHORRO DE COMBUSTIBLE (%)
13.6	20.0	83.4	
11.2	40.0	81.6	2.8
9.1	60.0	79.0	6.2
7.5	80.0	76.8	8.4
6.0	100.0	74.3	11.8

Tabla N° 5.4: Influencia de exceso de aire en la eficiencia térmica
(Fuente: Caldera APIN 80 BHP, 125 PSI, Diesel 2)

DETERMINACION DE LA EFICIENCIA TERMICA DEL CALDERO

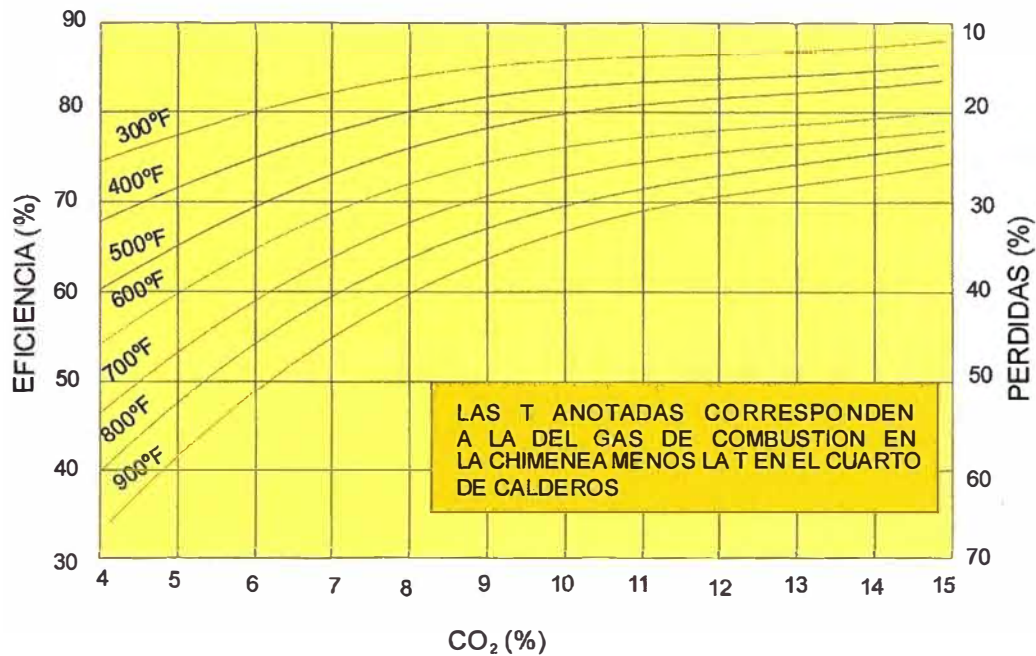


Figura N° 5.10: Eficiencia Térmica de caldera según T del gas de combustión.
(fuente: IC. Industrial combustión. Engineering data)

5.6.3. Disminución de la temperatura de la salida de los gases de combustión

Un exceso de temperatura en los gases de la chimenea implica una pérdida de calor hacia el medio ambiente y por lo tanto una pérdida de combustible.

El incremento anormal de temperatura en la salida de los gases de combustión puede deberse a la presencia de hollín, caliche o de sustancias oleaginosas en la superficie metálica de los tubos de combustión parte fuego. También puede deberse a: la presencia de inquemados del combustible por una combustión ineficiente, a un error en el diseño del ventilador con una velocidad excesiva de los gases de la combustión, por fugas de calor que se pudieran realizar en el refractario por algún fagonazo que haya producido rajaduras y por consecuencia pase de gases directamente hacia la chimenea.

Se puede reducir la temperatura de los gases de salida del caldero de la siguiente forma

- Disminuyendo las RPM del ventilador con el objetivo de disminuir la presión del ventilador, abriendo al mismo tiempo la compuerta de entrada del aire para llegar al caudal de aire requerido para una combustión óptima.
- Realizando lavados químicos del caliche y limpieza mecánica del hollín y de sustancias oleaginosas.
- Reparando el refractario.
- Verificando el estado del sistema de pulverización de combustible
- Verificando la composición de los gases de escape de la chimenea y llegando al óptimo regulando el consumo de combustible sin que caiga la presión de trabajo del vapor y controlando con un medidor de opacidad o un Bacharach la cantidad límite de Monóxido de Carbono.

Se puede lograr 1% de ahorro energético por cada 20°C de disminución de la temperatura de los gases de salida, debiendo considerarse una temperatura de los gases de aproximadamente 50°C más que la temperatura del vapor saturado del vapor a la presión de trabajo.

En calderos que trabajan a 100 PSI de presión manométrica, es decir de presión absoluta $100 + 14.7 = 114.7$ PSI se tiene una temperatura de vapor saturado de aproximadamente $344^{\circ}\text{F} = 173^{\circ}\text{C}$ lo que implica una temperatura aproximada de los gases de la chimenea de 243°C , teniendo por lo tanto un exceso de temperatura de 20°C a la salida de la chimenea.

$$Tg_{(\text{max})} = Tv + 50^{\circ}\text{C}$$

Siendo T_v : Temperatura de vapor del agua correspondiente a la presión absoluta de trabajo de la caldera.

5.6.4. Regulación de la temperatura de atomización del petróleo residual R-6

Es conveniente realizar una medición exacta de la viscosidad del combustible empleado y utilizar las temperaturas recomendadas (ver tabla inferior). El Residual No 6 tiene aproximadamente 300 SSF de viscosidad y por lo tanto se debe atomizar en un rango de 215 – 230°F, es decir entre 101°C y 110°C. Es una práctica muy común en los calderistas utilizar 105°C de temperatura de atomización, pero realmente debe llegarse al óptimo mediante el análisis de gases.

VISCOSIDAD SSF a 122°F	TEMPERATURA DE ATOMIZACION (°F)			
	Tiro Forzado		Tiro Natural	
	MIN	MAX	MIN	MAX
100	180	200	200	220
150	195	205	205	235
200	205	215	215	245
250	215	225	225	255
300	215	230	230	260
400	220	240	240	265
500	230	250	250	275

Tabla Nº 5.5: Temperatura de atomización del Residual 6 según su viscosidad
(Fuente: IC. Industrial Combustion. Engineering Data)

5.6.5. Optimización de la presión de atomización en petróleos pesados

De acuerdo al tipo de tobera y de quemador es conveniente establecer la curva eficiencia versus presión de pulverización para alcanzar el óptimo. Mucha presión o muy poca presión determina pérdida de eficiencia.

En Toberas Monarch se suele utilizar hasta 25 PSI de presión de pulverización con aire y hasta 36 PSI de presión con vapor.

En toberas Distral se suele utilizar hasta 13 PSI de presión de pulverización con aire y hasta 35 PSI de presión de pulverización con vapor.

En Toberas Cleaver Brooks se suele utilizar hasta 15 PSI con aire y hasta 30 PSI con vapor.

Cada fabricante de quemador da una recomendación diferente para su tipo de tobera, dependiendo del usuario el alcanzar el óptimo.

5.6.6. Mantenimiento de la tobera del quemador

Siempre existe una formación de carbón (coque) por la ruptura molecular de partículas de combustible que salen de la periferia de las toberas y se solidifican ante las altas temperaturas de la llama.

En quemadores de copa rotativa es necesario limpiar estas impurezas a veces cada 8 horas ya que genera una pulverización ineficiente y también incrustaciones en la copa, generando pérdidas del 3 al 6 % del consumo de combustible.

Las toberas con pulverización de vapor favorecen una limpieza del carbón de las boquillas, aunque siempre es necesario limpiar los deflectores del quemador. Algunos quemadores modernos poseen una tobera adicional para limpieza de los deflectores utilizando el mismo vapor del caldero.

La experiencia demuestra que una limpieza frecuente de las toberas y boquillas genera un ahorro de combustible entre el 6 al 7 % de combustible.

5.6.7. Optimización de las características geométricas de la llama

Es necesario regular las características físicas de la llama para evitar retro llamas o fognazos. Una llama demasiado larga choca y desgasta el refractario de la tapa posterior de un caldero de espalda seca, y una llama muy ancha genera vibraciones y deterioro del material por incremento de temperatura, así como combustión incompleta.

Una llama adecuada puede favorecer el ahorro de combustible y preservar la vida útil del equipo. Por ello, una forma de verificación inmediata de una operación eficiente es a través de la observación de las características de la llama.

Técnicamente lo recomendable es que la llama del quemador alcance un 75% del recorrido del flue, esto es para que no haya golpes bruscos del fuego a la pared posterior del refractario causando su deterioro gradual del mismo y trayendo como consecuencia un cambio en un tiempo menor a su ciclo normal de duración.

En caso de que se observen anomalías en sus características o color (las tonalidades de naranja oscuro denotan combustión incompleta) se pueden modificar otros parámetros durante el proceso de regulación, de acuerdo a lo

señalado en la tabla siguiente. El ahorro potencial de combustible en este caso es del 5 al 10 % de consumo.

ACCION EN LA OPERACION	EFECTO SOBRE LA LLAMA		
	TEMP.	LONGITUD	POSICION RESP. AL QUEMADOR
AUMENTO DE LA TEMPERATURA DEL AIRE EN LA COMBUSTION	↑	↓	←
EXCESO DE AIRE	↓	↓	→
AUMENTO DEL TIRO	↓	↑	→
AUMENTO DE LA PRESION DEL COMBUSTIBLE	↑	↑	→
DISMINUCION DEL TAMAÑO DE GOTAS	↑	↓	←
AUMENTO DE LA TURBULENCIA MEZCLA AIRE-COMBUSTIBLE	↑	↓	←
AUMENTO DE T EN LA CAMARA DE COMBUSTION	↑	↓	←
ENSUCIAMIENTO DEL INYECTOR	↓	↑	←
AUMENTO DEL DIAMETRO DEL INYECTOR	↑	↑	←
AUMENTO DEL ANGULO DE DESCARGA EN EL INYECTOR	↑	↓	←
INTRODUCCION DEL INYECTOR EN EL HOGAR	↑	↓	←
ENSUCIAMIENTO DEL CONO DE IGNICION	↓	↑	→

↑	AUMENTO	→	ALEJAMIENTO
↓	DISMINUCION	←	ACERCAMIENTO

Tabla N° 5.6: Efecto de las variables de operación sobre la llama del quemador
(Fuente: IC. Industrial Combustion. Engineering Data)

5.6.8. Optimización de la presión del vapor por requerimiento de consumo en el proceso

Como se señaló anteriormente, se debe de registrar la presión y todos los parámetros de operación y consumo en forma horaria, diaria, semanal, mensual y anual para ajustar la operación al requerimiento de planta .

El operar con presiones mayores a las requeridas por la red de vapor implica un consumo de combustible mayor al requerido, generándose pérdidas de energía por baja eficiencia.

Por ejemplo, un sistema de marmitas que operan con vapor a 15 PSI y que trabajan en forma conjunta con una autoclave que requiere 70 PSI solo cuatro horas al día, trabajando en turnos de doce horas, el caldero puede ser regulado a 80 PSI las cuatro horas de operación simultánea y las ocho horas restantes a 25 ó 30 PSI .

Dependiendo de las presiones de trabajo el potencial de ahorro está entre el 1 % y el 7 % del consumo de combustible que cuando se opera a una sola presión.

5.6.9. Operación de los sistemas de dos o mas calderos simultáneos

Cuando existen varios quemadores es necesario elaborar el registro de parámetros para cada quemador.

Existen plantas en las cuales hay calderos de diferentes potencias que trabajan en paralelo, los cuales no requieren siempre de ser encendidos simultáneamente para atender las necesidades de consumo de vapor de la planta.

Es necesario aplicar en estos calderos todas las técnicas de ahorro de

combustible en forma individual, para luego evaluar la posibilidad de apagar en forma horaria alguno de los equipos del sistema.

Como se mencionó al principio , un caldero que suministra vapor por debajo de su capacidad nominal, está perdiendo eficiencia en la operación y por lo tanto también combustible, de allí que al realizar la selección de la batería de calderos en una planta industrial con criterios de ahorro energético es conveniente además de tener un caldero en Stand By para mantenimiento, también tener uno de menor capacidad para los momentos de menor consumo de vapor

5.6.10. Reducción de la frecuencia de purgas en las calderas

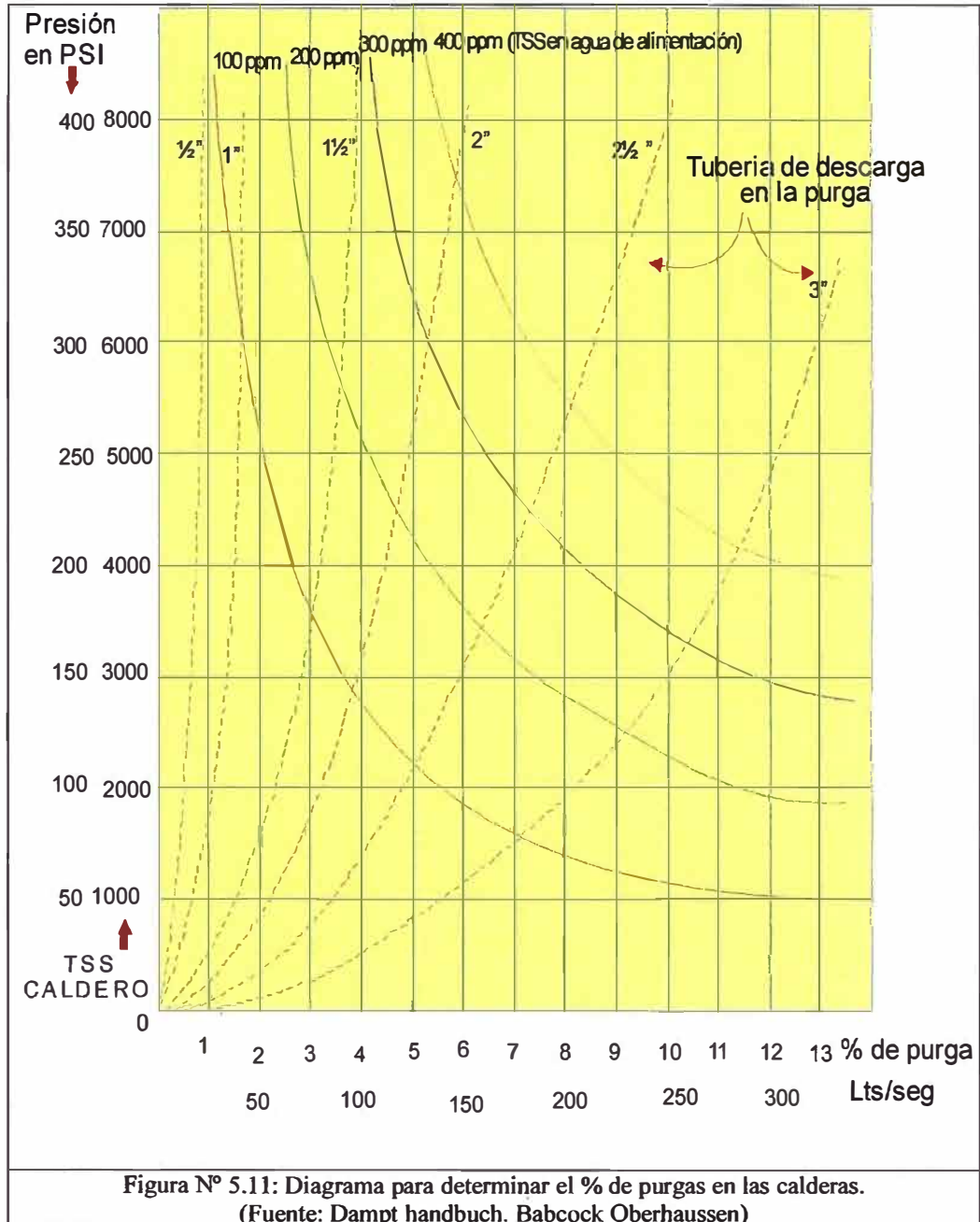
La siguiente gráfica permite calcular el volumen total de agua de purga en relación a la producción total de vapor de la caldera en función a los totales de sólidos disueltos en el agua de alimentación y en la caldera.

Así por ejemplo para un caldero de 600 HP de capacidad nominal de 9,400 Kgs por hora de vapor (20,700 lbs/hora) y una dureza del agua de alimentación de 100 ppm TSS y con una TSS dentro del agua del caldero de 3,000 ppm requiere un porcentaje de purgas del 3.6% del vapor generado, es decir una purga total de

$$9,400 \text{ Kgs} \times 3.6/100 = 338.4 \text{ Kgs por hora}$$

En el mismo gráfico, si este caldero suministra vapor a 100 PSI a una planta pesquera y el diámetro de la tubería de descarga es de 2 ½” , la descarga por segundo en la purga será de 120 litros por segundo, y por lo tanto podría

realizarse una purga de aproximadamente tres segundos cada hora con la cual se podría descargar hasta 360 lts de agua.



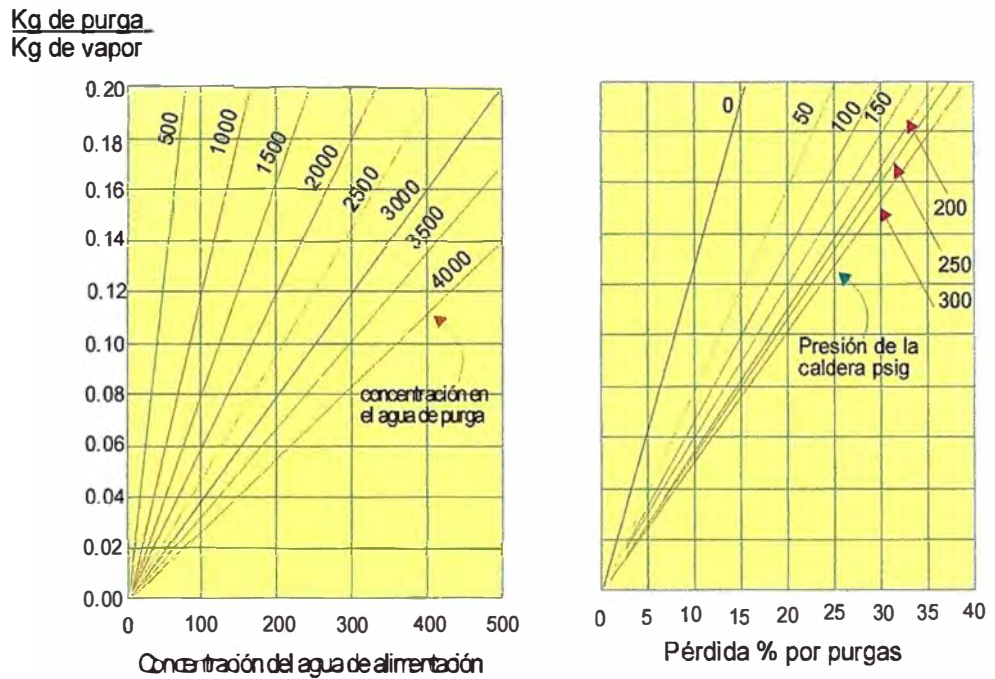


Figura N° 5.12: Pérdidas de energía por purgas
(Fuente: Damp Handbuch. Babcock Oberhausen)

Podría también realizarse una purga de cinco $\frac{1}{4}$ segundos cada dos horas dependiendo de la velocidad de precipitación en el fondo.

De los gráficos de pérdida de energía por purgas, se puede determinar que para una recta de 3000 ppm de concentración de TSS en el agua de purga y 100 ppm en el agua de alimentación, la pérdida es de 0.04 Kg. de purga por Kg. de vapor producido, y trazando una horizontal para este valor y para 100 PSI en el gráfico de la derecha se obtiene una pérdida de eficiencia del 6 % por purgas. Para generar el mínimo de pérdidas por purgas es conveniente operar con el valor límite de 3500 ppm de TSS (señalado por la ASME) en el agua de purga y realizarla con la menor frecuencia posible.

Así por ejemplo, al corregir la concentración de sólidos en la purga permitiendo un incremento hasta 3,500 ppm se obtiene un factor de 0.03 Kg.

de agua de purga por Kg. de vapor y para 100 PSI el nuevo porcentaje de pérdida de eficiencia por purgas es del 4%, generándose un ahorro del 2% de la eficiencia total.

5.7. Ahorro de energía mediante proyectos de inversión

Las principales formas de ahorro de energía mediante proyectos de inversión son las siguientes:

- Reconversión de quemadores
- Eliminación del hollín y cenizas del quemador.
- Eliminación de cenizas fundentes.
- Uso de precalentadores.
- Tratamiento del agua.
- Recuperación de condensados.
- Optimización del aislamiento térmico.
- Eliminación de fugas y poros.
- La automatización de las purgas, tratamiento y control del agua.

A continuación se detallan algunos de estos procedimientos:

5.7.1. Reconversión de quemadores

Existen quemadores modernos que contribuyen al incremento de la eficiencia de la combustión, y que pueden generar un potencial de ahorro del 5 al 15%. Así por ejemplo existen quemadores con pulverización mediante compresor, mediante compresor y vapor, mediante giro de copa rotativa, o de tobera estática con flujo de aire caliente rotacional, de quemado de combustibles mixtos aire – petróleo – carbón, de llama larga, corta, radial, tangencial, mixta de una dos o más boquillas y de consumos de aire estacionarios o auto

regulables. Por ello es conveniente analizar la posibilidad de sustituir un quemador antiguo por uno nuevo, y establecer períodos tentativos de cambio de toberas.

Es indispensable comparar los rendimientos de los antiguos quemadores con los datos de catálogo de diversos fabricantes y realizar las consultas necesarias para poder realizar los reemplazos adaptándose a las dimensiones del caldero en existencia.

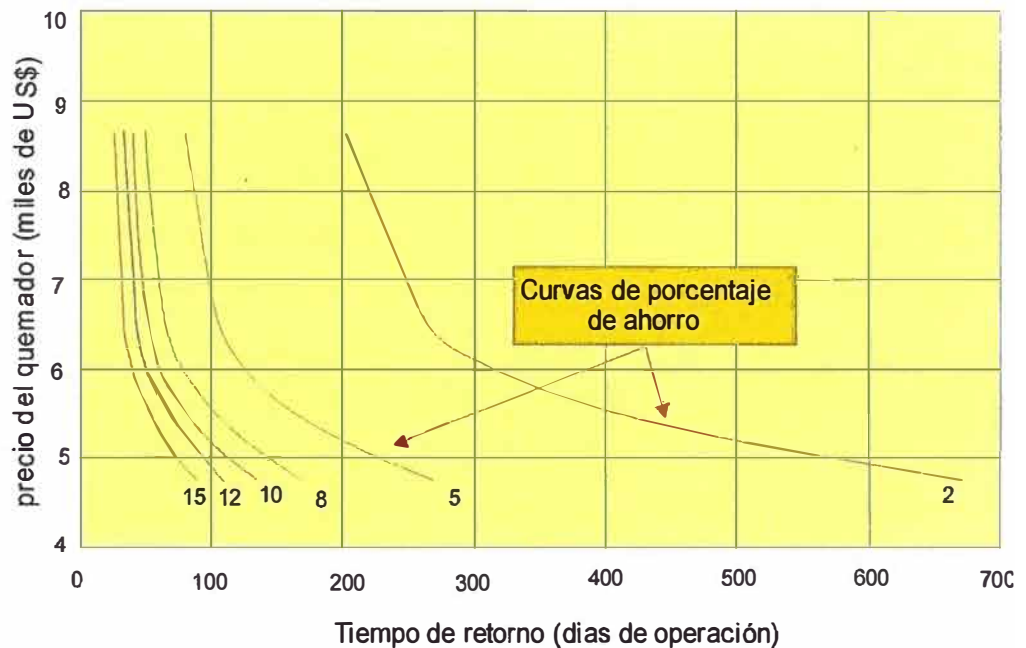


Figura N° 5.13: Curvas de retorno en la inversión de quemadores.
(fuente: Manual of economics analysis of Chemicals processes. Institut francais du petrole).

El costo de un quemador para calderos equivale a su consumo de combustible de 200 a 300 horas de operación. Para el potencial de ahorro considerado, del 5 al 15% el tiempo de retorno de la inversión fluctuará entre 1,800 y 5,000 horas de funcionamiento; un caldero consume por año de tres a cuatro veces su costo de adquisición, siendo el costo del quemador muy

pequeño en relación al consumo total, resultando entonces totalmente factible sustituir los quemadores.

Es conveniente para cada empresa elaborar curvas similares a la figura N° 5.13 estructurada en función de un costo de combustible por galón, por ejemplo de residual 6 y de Diésel N° 2 , pudiendo así determinar el tiempo de retorno de la inversión para diferentes porcentajes de ahorro.

Un caso ilustrativo es el siguiente:

En un caldero de 8,600 lbs / hr de producción de vapor de una empresa textil, se utilizaba un quemador de copa rotativa para combustibles residuales. Efectuando el ajuste operativo del caldero resultó imposible superar el 76% de eficiencia debido a las características de diseño y de desgaste del quemador que era muy antiguo.

Se sustituyó el quemador por otro moderno, de atomización con vapor producido por el propio caldero, usando diésel en los arranques, con lo cual se incrementó la eficiencia hasta 80% disminuyendo el consumo de combustible desde 81 Galones/hora hasta 78 Galones /hora. La inversión de aproximadamente US\$ 12,000 se recuperó después de 3,360 horas de operación, es decir en 140 días.

5.7.1.1. Instalación de quemadores más eficientes

Una eficiencia normal promedio de la combustión en los quemadores de gas antiguos es de 82 al 86%. En dichos quemadores existe una sola dirección o pase del flujo de gases y llama dentro de la cámara de combustión. En algunos quemadores modernos se logran varios pases o idas y vueltas de la llama dentro de la misma cámara de combustión. No

nos referimos a las etapas que puede tener una caldera, sino a los cambios de dirección que se logran en la llama dentro del mismo flue o cámara de combustión. Con esta clase de quemador se logra del 10% al 15% más de eficiencia que en los quemadores convencionales, compensándose así ampliamente la pérdida de eficiencia por menor emisividad, ya que dichos quemadores llegan a una eficiencia de hasta 97% en la combustión (es diferente la eficiencia de la combustión que la eficiencia térmica total). Como ejemplo se puede citar: El quemador TurboFlame II.

Sería muy provechoso para los diversos usuarios el considerar en los proyectos de conversión a gas, quemadores de principios similares al TURBOFLAME II de DONLEE (USA) de tres pases de gases radiantes dentro de la misma cámara.

Todo quemador (especialmente de gas natural) debe cumplir, especialmente las siguientes exigencias:

- Asegurar una mezcla homogénea y suficientemente rápida de aire, de manera que la combustión se mantenga perfecta y terminada en la cámara de combustión antes de todo contacto con las paredes, cuya baja temperatura detendría la combustión, con riesgo de obtener inquemados (disminución de rendimiento) y posibilidad de formación de mezclas combustibles en el circuito de humos.
- Asegurar, a cualquier régimen, que se mantenga constante la proporción de mezcla aire-gas próxima a la relación estequiométrica, en todo caso, dentro de los límites de inflamabilidad con un amplio margen de seguridad.

- Asegurar una velocidad de salida de la llama del quemador inferior a la velocidad de propagación de la llama, para evitar el desprendimiento de ésta de la boca del quemador, especialmente durante el período de encendido.
- Permitir ajustar el volumen y la longitud de la llama en función de las dimensiones de la cámara de combustión, a fin de asegurar que aquella llene completamente la cámara, evitando siempre los puntos de impacto con las paredes.

Para que se pueda entender más ampliamente lo expuesto, en la figura siguiente se muestra la llama de un solo pase de gases en un **quemador convencional**

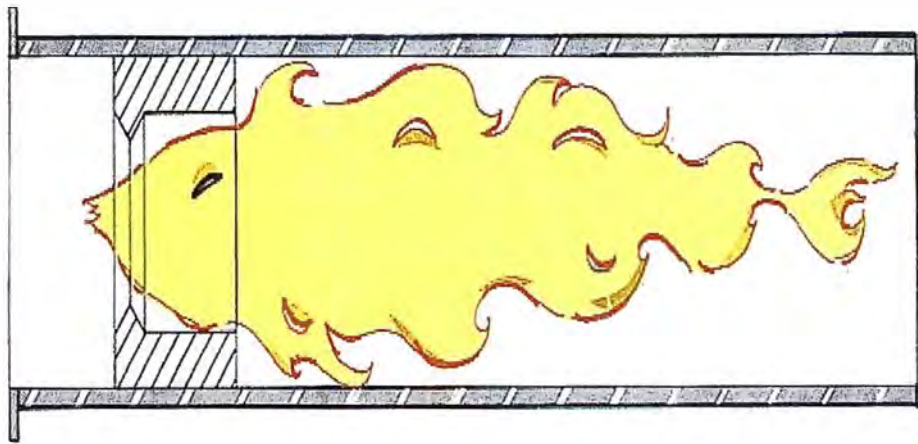


Figura N° 5.14: Forma de llama de un quemador convencional.

Se puede ver que los espacios vacíos con aire en la cámara de combustión actúan como si fueran aislamientos térmicos del calor radiante hacia la cámara de combustión.

En la figura siguiente se muestra mediante flechas color negro como el quemador Turboflame II genera primero una flama que gira con una

turbulencia exterior tangencial pegada a la pared del hogar sin espacios vacíos, y llega al extremo opuesto de dicha cámara de combustión y choca con un anillo de refractario que la hace regresar al extremo inicial por el efecto de presión de succión por el vórtice rotacional generado en el primer pase. Este segundo flujo de gases radiantes en sentido opuesto se transmite también girando y generando un segundo vórtice rotacional que cuando llega al extremo de la cámara de la que salió, choca también contra una pared de refractario que la vuelve a hacer cambiar de sentido impulsándola nuevamente al lado opuesto generándose un tercer pase de gases que llega a salir por agujero central del anillo refractario que sirvió para generar el segundo pase, saliendo el flujo de gases de esta primera cámara denominada área radiante del hogar a un área convencional. Es decir que este tipo de quemador genera dos sub cámaras dentro del mismo hogar, una radiante y otra principalmente convencional o de transferencia de calor por convección, que baja grandemente la temperatura de salida de los gases de la combustión, ya que han logrado un mayor recorrido longitudinal de transferencia de calor, con lo que mejora la eficiencia de combustión y el aprovechamiento del calor.

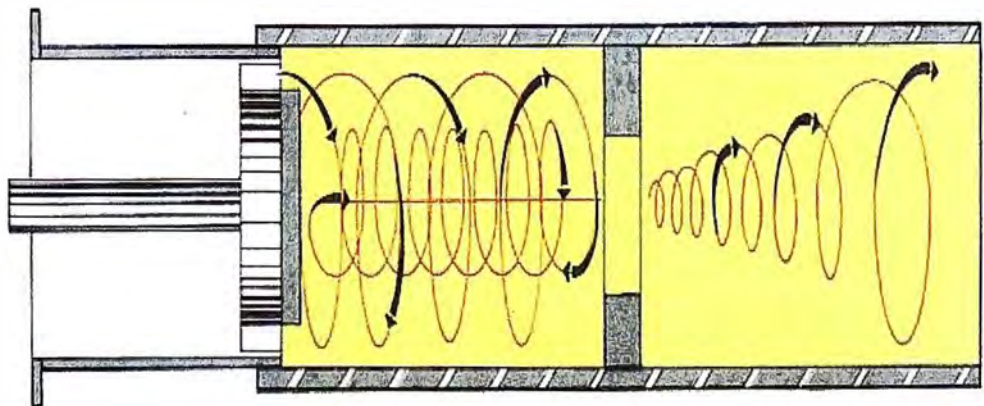
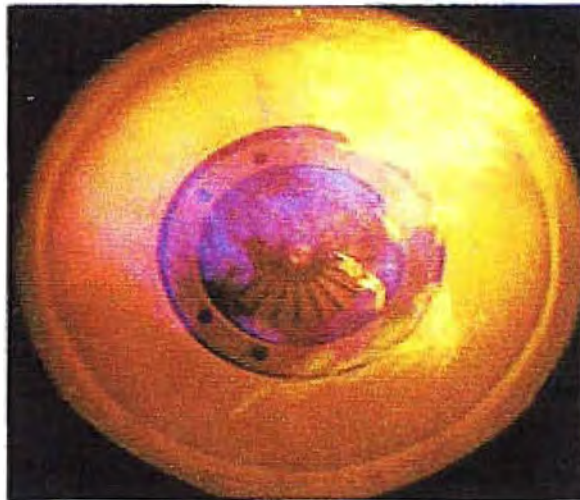


Figura N° 5.15: Forma de llama de un quemador moderno

En la fotografía electrónica siguiente, tomada dentro de la cámara de combustión se muestra en un quemador tradicional, llamémoslo de baja eficiencia observándose la coloración azul que es el área de mayor temperatura de la flama que ocurre normalmente al centro de la cámara y el área rojiza en el resto del área de paso de gases

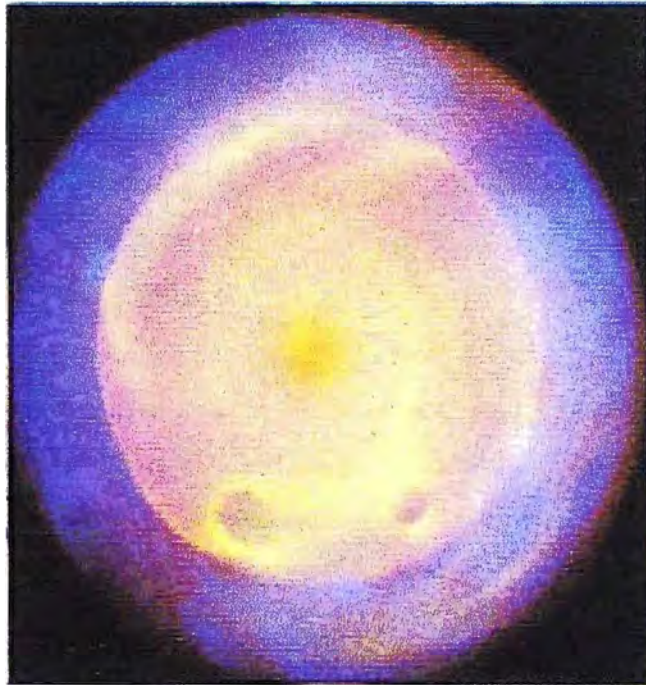


Conventional Burner Flame, Low Fire - Gas

Figura Nº 5.16: Coloración de flama de un quemador tradicional

En la foto electrónica inferior siguiente se muestra el Turboflame II con un color violeta azulado en toda la cámara, apreciándose los tres pasos de los gases de combustión radiantes por la diferencia de color de los anillos de la figura.

Este quemador reduce a menos de 20 ppm el contenido de NO_x en los gases de combustión, generándose así otro efecto adicional de ahorro y de incremento de eficiencia, manteniendo gran eficiencia en todo régimen de funcionamiento de demanda de vapor de trabajo.



TurboFire® II Burner

Figura N° 5.17: Coloración de llama de un quemador moderno

5.7.2. Eliminación de hollín y cenizas del quemador

La combustión ineficiente produce hollín que se adhiere a las paredes de los tubos, atrapando a las cenizas que acompañan al combustible, principalmente constituidas por Vanadio cuando se emplean residuales.

La capa formada en el interior (calderos piro-tubulares) o en el exterior (calderos acuo-tubulares) de los tubos actúan como un aislante que dificulta la transferencia de calor de los gases de la combustión al agua y podría favorecer la corrosión de los tubos por la acción de los tres elementos más agresivos: Azufre, Vanadio y Sodio.

La presencia de azufre da lugar, al combinarse con el oxígeno del aire a la formación de SO_2 el cual se convierte parcialmente en SO_3 por actuar el Vanadio como Catalizador de esta reacción. En el interior de la costra formada, la temperatura disminuye por debajo del punto de rocío, condensando ácido Sulfúrico en presencia de humedad que produce la llamada corrosión ácida de los tubos.

La presencia de Sulfovanadatos y vanadatos, principalmente de Sodio, dan lugar a la llamada corrosión por cenizas fundidas sobre los tubos, actuando como transportadores de oxígeno que corroe los tubos. Prevenir la formación de estos depósitos resultará más económico y productivo que limpiarlos periódicamente.

El tratamiento mediante aditivos para Vanadio , Sodio y Azufre está basado en las siguientes consideraciones:

- En ausencia de Magnesio los depósitos formados tienen bajo punto de fusión.
- En presencia de Magnesio se forman compuestos con puntos de fusión relativamente elevados. Estos depósitos son de poca adhesión y fácilmente removibles.
- Cuando un compuesto de Magnesio pasa por la zona de la llama, el compuesto se disocia y recombina con oxígeno formando óxido de magnesio.

- Cuando el óxido de magnesio forma parte de los gases de combustión, se forma sulfato de magnesio inerte ante la presencia de SO_3 , previniendo la corrosión por ácido Sulfúrico, también llamada corrosión a baja temperatura.

El empleo de aditivos que favorecen la calidad de la combustión tendrá que ser evaluado para cada caso específico, en función de las condiciones operativas, el costo de aditivación y la calidad del combustible. El Vanadio es un Catalizador de las reacciones de Combustión en estos casos. Este método tiene un potencial de ahorro del 2% al 9 %.

El reconocer el origen de los depósitos es el primer paso para determinar el tratamiento adecuado. El perfecto conocimiento del combustible utilizado nos permitirá determinar la cantidad y calidad de cenizas que se producirán de acuerdo a los parámetros de operación.

La mejor técnica en este caso resultará procurar quemar el combustible con la máxima eficiencia, considerando que el hollín es un inquemado producto de la ineficiencia.

Siendo imposible evitar la presencia de algo de hollín, por resultar imposible conseguir una combustión perfecta, y también la presencia de cenizas en el caso de emplearse combustibles residuales, debe de analizarse la posibilidad del empleo de aditivos para minimizar el hollinamiento y tarde o temprano considerar la limpieza continua o periódica de los tubos en el lado de los humos, manualmente o utilizando sopladores de hollín para eliminarlo.

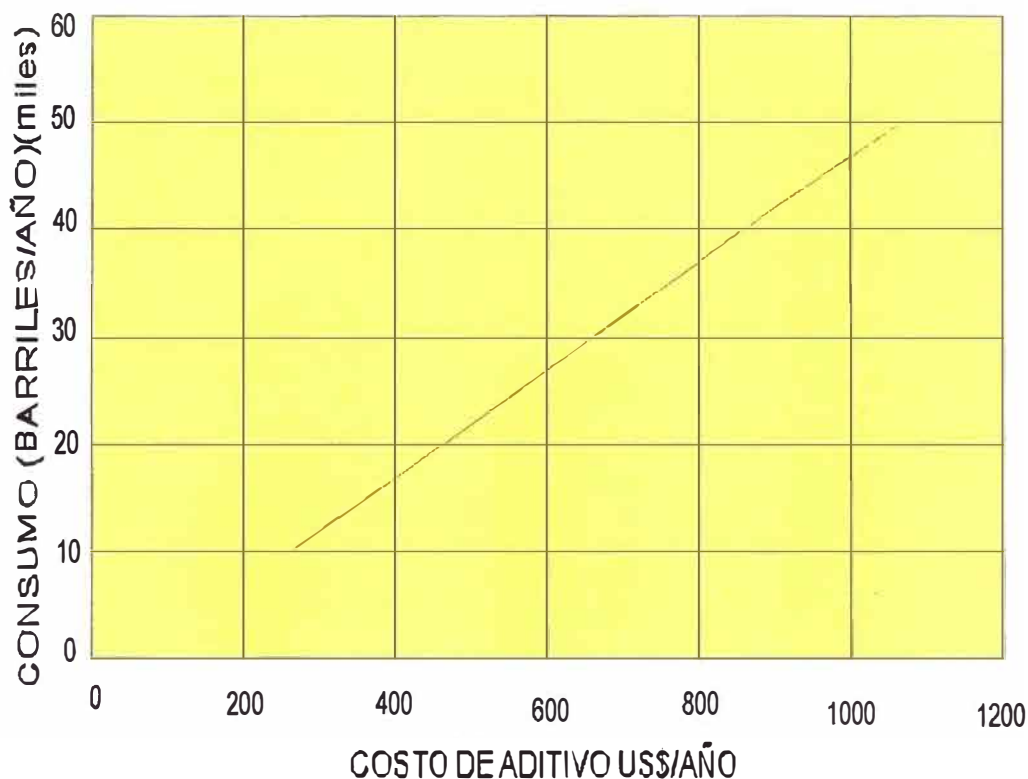


Figura N° 5.18: Costo de aditivo de combustible en función del consumo de combustible
(Fuente: AF. Energikonsult)

El costo promedio de aditivación por este concepto es de 0.02 US\$ por cada barril de combustible y el costo de inversión en equipo se estima en 300 US\$

La figura siguiente nos permite determinar la conveniencia de utilizar aditivos para generar una buena combustión, ya que el hollín también se comporta como una capa aisladora de calor permitiendo por tanto mayor consumo de combustible para generar la misma cantidad de vapor, lo cual es negativo y contraproducente, puesto que esto repercute directamente en la estructura de los costos del producto terminado, encareciéndolo y dándole menos posibilidades de competitividad en el mercado.

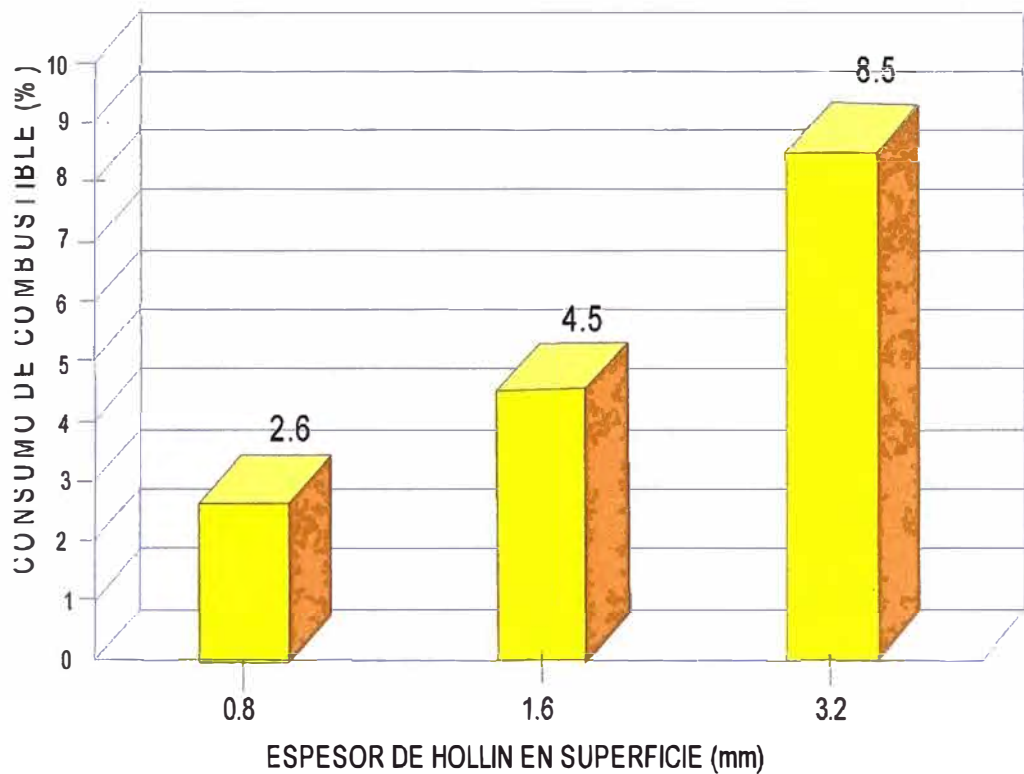


Figura N° 5.19: Efecto del hollín en el consumo de combustible.
(Fuente: AF. Energikonsult)

Es importante señalar que también se debe evitar reducir áreas de transferencia de calor, tales como anular tubos en los pasos de los gases de combustión, por taponamiento o porque reventó debido a una corrosión, lo más recomendable en estos casos es hacer el mantenimiento y/o cambiar dicho tubo.

Del mismo modo evitar el ensuciamiento de los tubos de combustión por hollín, que también implica una pérdida de eficiencia y por tanto un mayor consumo de combustible en los calderos.

Las figuras siguientes nos da una idea de disminución de la eficiencia por reducción de área de transferencia y otra por hollinamiento:

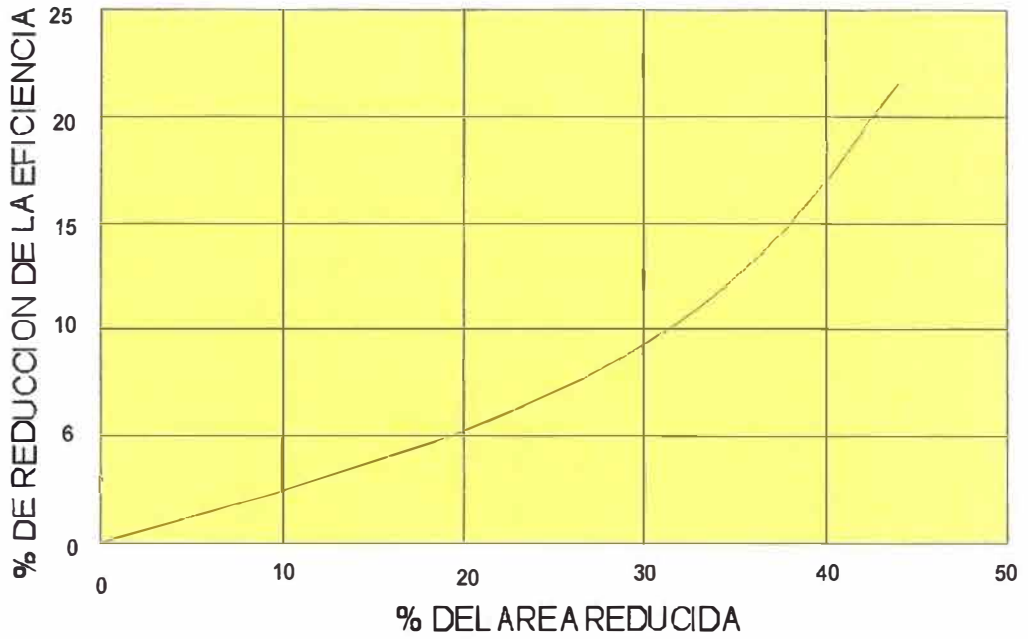


Figura N° 5.20: Reducción de la eficiencia por reducción de área efectiva.
(Fuente: AF. Energikonsult)

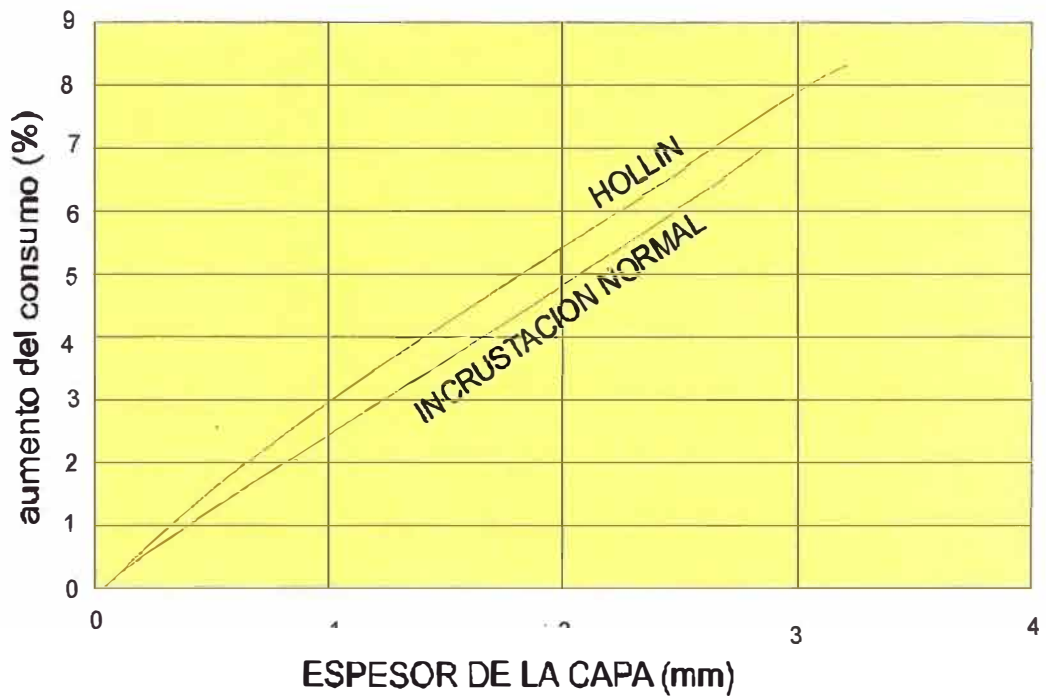
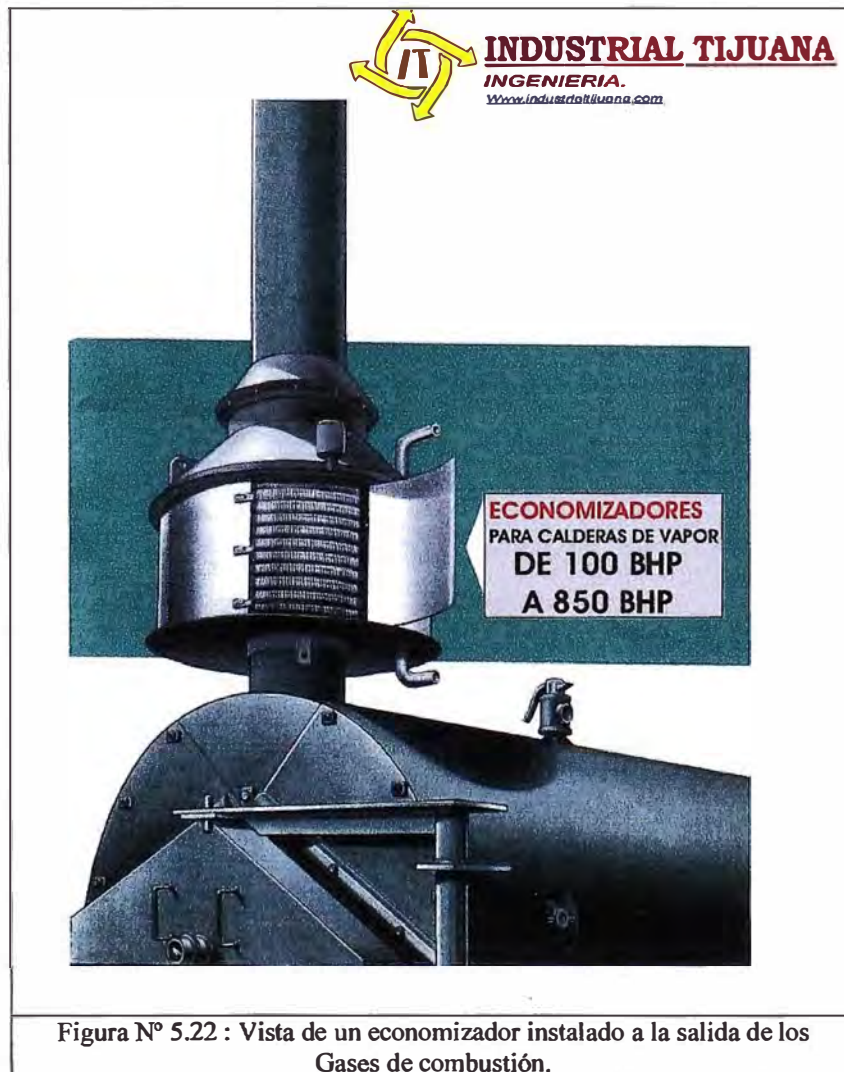


Figura N° 5.21: Determinación del nivel de ensuciamiento interno y externo de los tubos.
(Fuente : AF. Energikonsult)

5.7.3. Uso de precalentadores

El precalentador está constituido básicamente por un intercambiador de calor y va ubicado en la base de la chimenea de la caldera por donde salen los gases de la combustión. El ahorro de combustible tiene una tendencia lineal con el incremento de temperatura, estimándose un incremento de 1% de eficiencia por cada 20°C de variación de temperatura del gas de combustión.



Se debe hacer notar que para colocar el economizador depende mucho de la temperatura de salida de los gases de combustión (tener presente aquí las temperaturas permisibles tanto máximo, como mínimo), así como también de la evaluación económica.

5.7.4. Optimización de los aislamientos térmicos

Primeramente el aislamiento de un equipo permite dar una protección al personal y a la vez genera ahorros energéticos importantes. Se debe seguir un criterio práctico para decidir colocar un aislamiento a un equipo y/o accesorio, es decir:

- a) Determinar los ahorros de combustibles expresado en US\$/año.
- b) Establecer el tipo del aislante.
- c) Determinar el diámetro óptimo del aislante.
- d) Cuantificar el costo del aislante, su protector, accesorios y la mano de obra para su instalación.
- e) Finalmente se hace una evaluación económica para ver si es conveniente o no colocar el aislante.

En la figura siguiente podemos apreciar un incremento en el espesor del aislamiento térmico que implica un mayor costo anual ante un horizonte de vida útil del aislamiento térmico de aproximadamente diez años. En cambio, el costo anual de combustible disminuye con la utilización de un mayor espesor del aislamiento térmico. Entonces el espesor óptimo del aislante corresponde al mínimo de la curva del costo total.

El procedimiento de restauración de los refractarios envejecidos y de utilización del espesor óptimo (por ejemplo de lana de vidrio) puede generar

entre 1% al 10 % de ahorro de energía.

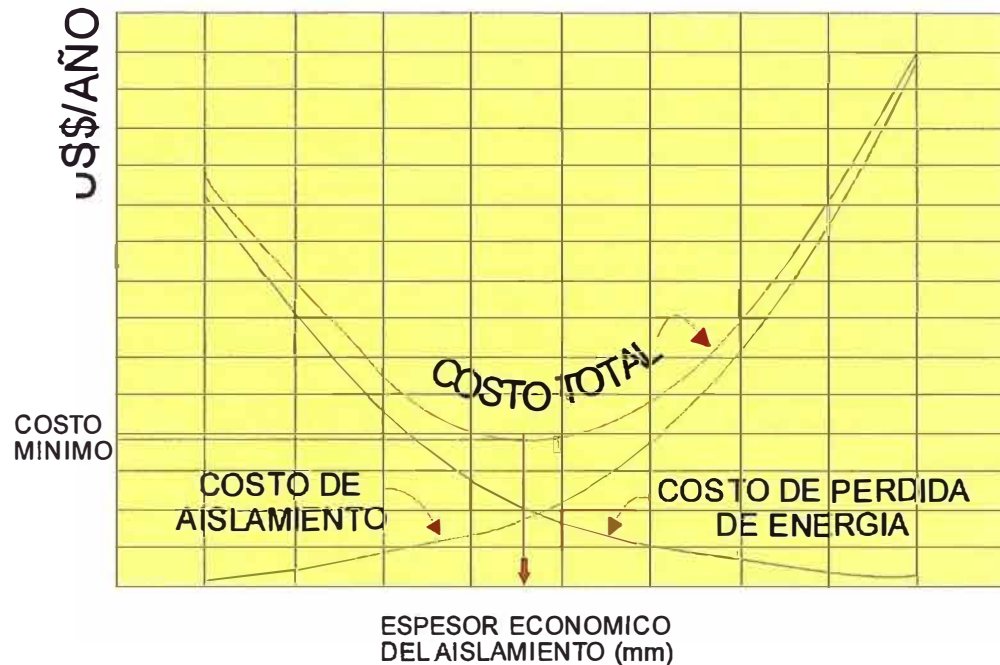


Figura Nº 5.23: Modo de determinar el espesor óptimo de aislamiento de una tubería.
(Fuente: Manual of economics analysis of Chemicals processes.)

5.7.5. Eliminación de poros y fugas

La eliminación de fugas y poros demanda una inversión de cambio de válvulas empaquetaduras, codos, tuberías, trampas de vapor, mano de obra, etc.

Se evalúa el costo de las fugas de vapor de acuerdo a su longitud y al diámetro del agujero o poro en el tubo que conduce el vapor y en función a la presión del vapor empleado.

Por ejemplo un agujero de 2 mm. de diámetro genera una pérdida de vapor de 80 Toneladas/año, entonces se puede deducir fácilmente que resulta rentable eliminar fugas, por más pequeñas que ellas puedan resultar, ya que se requerirá producir más vapor, utilizar más combustible y más agua tratada.

El potencial estimado de ahorro , de acuerdo a la experiencia en estos casos es

del orden del 2 al 10 % de ahorro anual de combustible al reprimir todas las fugas existentes.

Como parte de este bloque, el autor de este informe considera importante que se incluya como alternativa la conversión de calderos piro-tubulares al empleo de gas natural.

5.7.6. Conversión de calderos piro-tubulares al empleo de gas natural

Los calderos piro-tubulares son los equipos mas utilizados en la industria y constituyen un objetivo de sustitución total a gas natural, como alternativa de suministro energético.

El modelo de conversión se basa en lo siguiente:

- Los quemadores solo deben cambiarse si se encuentran en mal estado; pero si son eficientes y se encuentran bien solamente debe modificarse, sustituyendo el atomizador de combustible liquido por un inyector de gas con suficiente impulso para controlar la forma de llama, por lo cual podrá retirarse el difusor.
- En los calderos piro-tubulares el ventilador proporciona el tiro forzado que impulsa los gases hasta la base de la chimenea; al eliminar la caída de presión del difusor, el impulso permitirá mover mas gases y quemar mas combustible, aumentando la potencia térmica en el hogar.
- La mayor velocidad y limpieza de los gases que se generan con gas natural permiten ubicar turbuladores en los 2 primeros pasos de tubos, aumentando la turbulencia y transferencia de calor por convección en el

interior de los tubos. El diseño adecuado de los turbuladores permitirá colocarlos y retirarlos con facilidad cuando resulte necesario.



Figura N° 5.24: instalación de turbuladores en los tubos de combustión

- El sistema de control de funcionamiento del quemador también podría cambiarse si es obsoleto y/o se encuentra en mal estado; de lo contrario solamente debe modificarse en lo mínimo que resulta necesario: incorporar los dispositivos de mínima y máxima presión, variar los tiempos de barrido y complementar la vigilancia de llama con una sonda de ionización.
- Tomando en cuenta la limpieza de los gases y su bajo punto de rocío, debe instalarse siempre un economizador para incrementar la temperatura del agua de alimentación. Un incremento mayor a 20°C en

la temperatura del agua de alimentación representa un ahorro promedio de US\$ 5000/año, resultando justificada la inversión en una bomba de mayor capacidad, si resultase necesario.

- La facilidad de combustión del gas natural y la conveniencia de favorecer la emisividad de llama, nos orientan a recomendar la regulación del nivel de exceso de aire en un 5% a 10% (1% de O₂ en los gases). En esta forma quedará totalmente compensado el mayor requerimiento de aire de combustión del gas natural respecto a otros combustible líquidos que deben trabajar con un mínimo de 20% a 30% de exceso de aire.

En la forma planteada los niveles de inversión resultan moderados y los ahorros generados, considerando un 40% de diferencial de precio respecto al petróleo residual, deben representar una optimización del 50% de los costos de cada tonelada de vapor producida con petróleo residual y más del 100% con cualquier otro combustible líquido.

Para sustentar lo manifestado podemos analizar con mayor detalle los principales aspectos que deben enfocarse al plantear y ejecutar un proyecto de conversión:

A. Circuito de combustión

Al realizarse la conversión de un caldero piro-tubular diseñado y trabajando con combustibles líquidos al empleo de gas natural podemos dividir el circuito de combustión en 5 componentes: suministro de gas y aire, quemador, hogar, zona convectiva y chimenea.

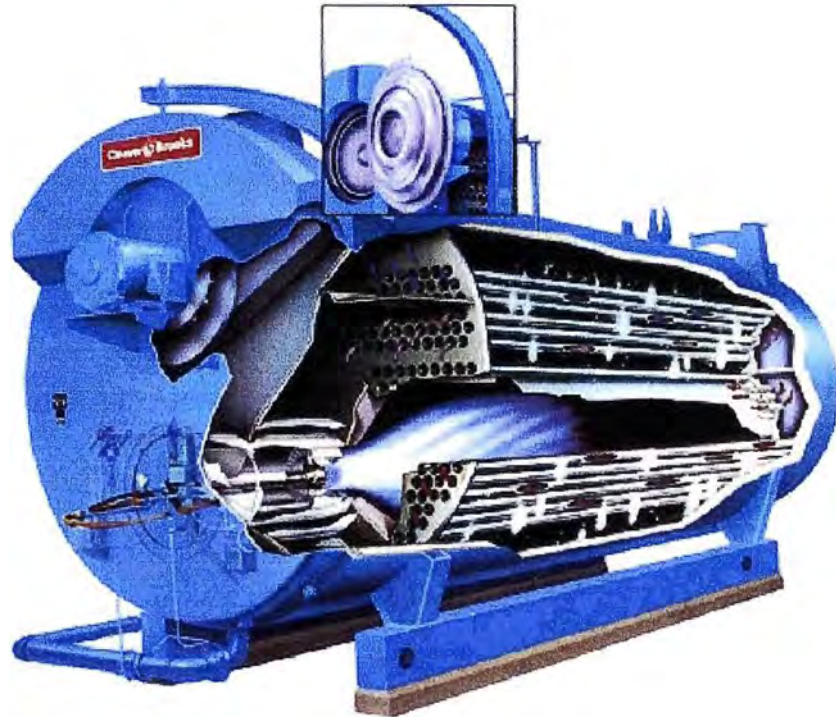


Figura N° 5.25: vista interior de un caldero piro-tubular

Analícemos que trabajos debemos realizar y como afecta la conversión cada uno de estos 5 componentes del circuito de calor:

A.1. suministro de gas al quemador

En la mayoría de plantas industriales se recibirá en el punto de acometida a 60 psi (4 bar), debiendo recepcionarse, regularse y contabilizarse en forma segura y adecuada en la estación de recepción, a partir de la cual se distribuirá a cada punto individual de consumo a la presión que corresponda.

En el suministro individual a cada caldero siempre encontraremos los mismos elementos, para proporcionar el gas al quemador en las

condiciones establecidas en normas y que cumplen los requerimientos del propio diseño y la concepción operativa del quemador:

- Válvula de cierre manual.
- Regulador de presión.
- Dispositivos de seguridad (presión máxima y mínima).
- Válvulas de flujo principal y de encendido (piloto / solenoide).
- Válvula de mariposa o leva modulada.

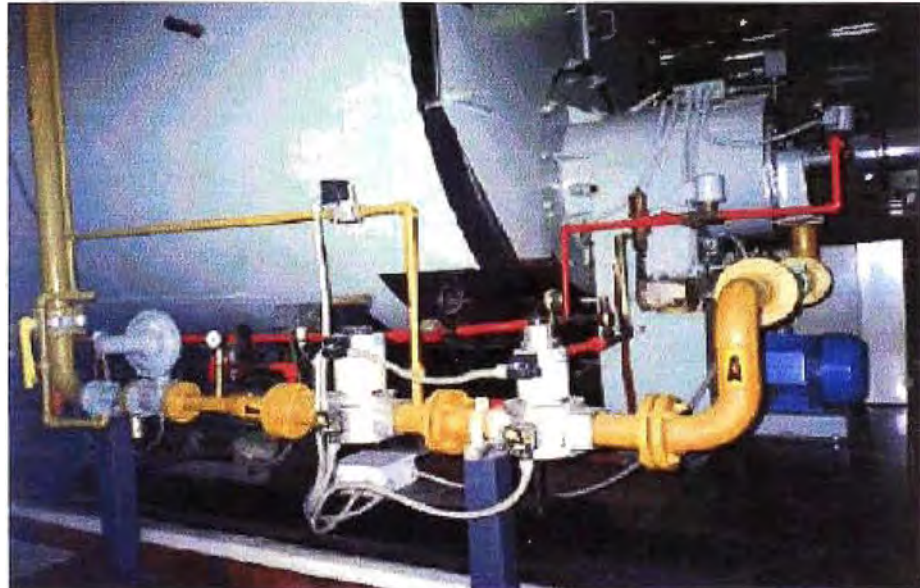


Figura N° 5.26: Instalación típica para línea de gas natural.

A.2. Suministro de aire al quemador

El ventilador que suministra el aire para la combustión en los calderos piro-tubulares también proporciona el impulso que permite “empujar” los gases de combustión a través del caldero (tiro forzado).

Al quemar combustibles líquidos, los cuales deben ser previamente atomizados en gotas y deben vaporizarse, se requiere una gran turbulencia y mezcla para conseguir combustión completa.

Para favorecer las condiciones de mezcla se instala un difusor que convierte la energía cinética del ventilador en impulso rotacional, para aprovechar al máximo el volumen útil del hogar. Al sustituir el combustible líquido por gas natural toda esta energía de atomización y mezcla resulta disponible.

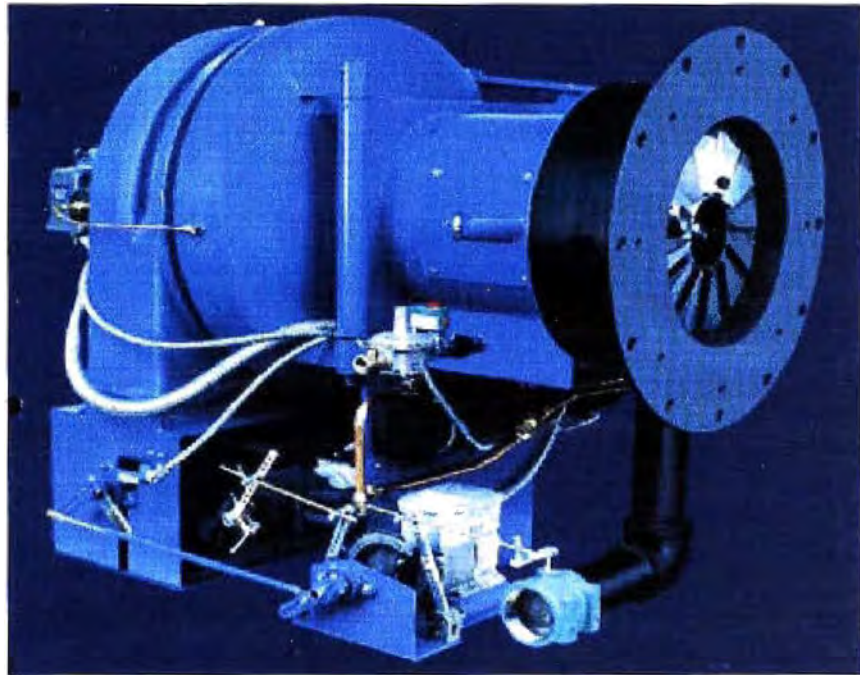


Figura N° 5.27: vista del modutor para regular el ingreso de aire conjuntamente con el combustible.

A.3. Conversión del quemador

El sistema que proponemos para sistemas piro-tubulares considera la evaluación de las características de diseño y condiciones operativas de los quemadores existentes pudiendo definir 2 opciones:

- a) Si los quemadores son ineficientes y/o se encuentran en mal estado, nos inclinamos por un quemador nuevo diseñado solo para gas natural.

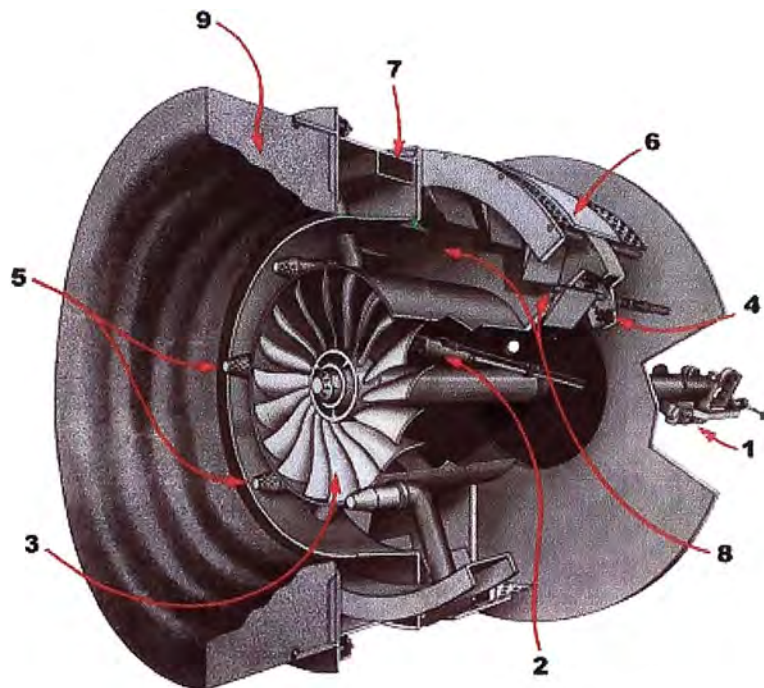


Figura N° 5.28: Vista de un quemador dual de gas natural o combustible líquido.

De esta figura nombramos sus partes numeradas:

1. Lanza de suministro de combustible líquido con boquilla de atomización por vapor o aire comprimido.
2. Chispero de encendido con gas eléctrico.
3. Difusor de aire primario.
4. Posicionador de los louvers del aire secundario anular.
5. Boquillas de inyección de gas natural.
6. Regulador de proporción aire primario / central /aire secundario anular.
7. Conducto de suministro de gas.
8. Flujo de aire secundario regulado por louvers.
9. Cono refractario de ignición.

b) Si el quemador esta operando satisfactoriamente, proponemos la conversión del mismo al uso de gas natural, efectuando las siguientes acciones:

- Sustitución del atomizador del combustible líquido por un inyector de gas de características de diseño adecuadas para constituir el flujo dominante en la formación de una llama adecuada al hogar del caldero.
- Retiro del difusor de aire o su modificación para adaptarlo a la facilidad de combustión que presenta el gas natural.
- La opción de combustible alternativo puede constituir un combustible líquido que no requiera calentamiento para lo cual solamente tendría que reinstalarse el atomizador en lugar del inyector y reubicarse el difusor original, operando en la forma actual.

La conversión del quemador debe permitir formar una llama adecuada y completar la combustión con 5% a 10% de exceso de aire, compensando totalmente la mayor exigencia de aire de combustión y producción de gases que produce el gas natural respecto a cualquier otro combustible.

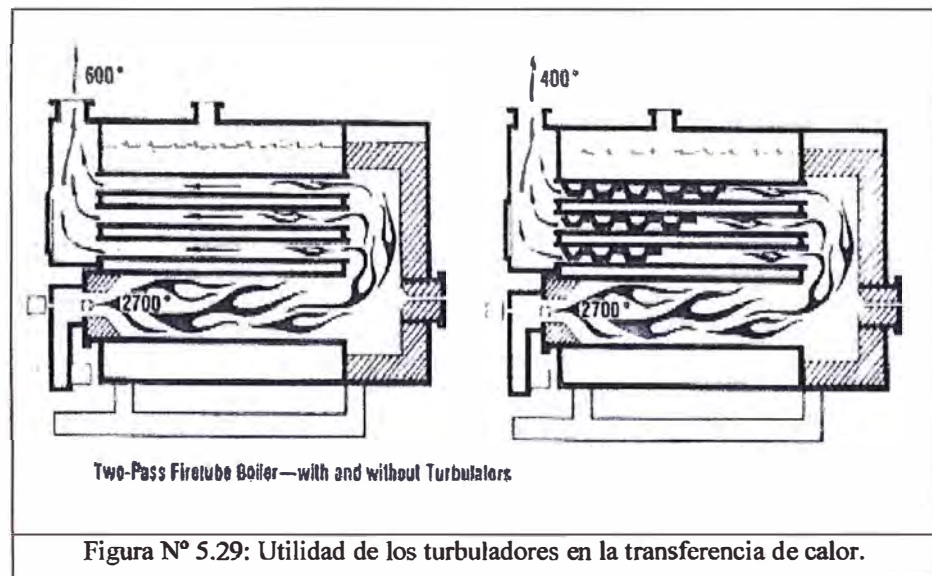
A.4. Zona convectiva

Las condiciones de transferencia de calor en los 2, 3 ó 4 pasos de tubos pueden ser similares que las actuales pero la ventaja de la limpieza de los gases de combustión del gas natural podrían aprovecharse mediante las siguientes acciones:

- Al disponer de mayor impulso en el tiro forzado por la eliminación del difusor se podrá aumentar la potencia específica

del hogar y producir más calor y aumentar la capacidad del caldero.

- Al circular mayor volumen de gases por los tubos tendrían que transcurrir a mayor velocidad, pero aprovechando el mayor impulso, se propone instalar turbuladores que provean el coeficiente de transferencia de calor a través de los tubos.



En la forma propuesta, los calderos ganarían un 5% – 10 % de capacidad en vez de perderla, mejorando además sus niveles de eficiencia.

A.5. Chimeneas

Los calderos piro-tubulares normalmente disponen de tiro forzado que impulsa los gases circulantes hasta la base de la chimenea, cambiándose con el tiro natural de la misma para asegurar la correcta evacuación de gases a la atmósfera.

La limpieza de los gases del gas natural y la notable disminución del punto de rocío ácido permite considerar la ubicación de un sistema de recuperación de calor, aprovechando el calor residual en los gases para precalentar el agua del caldero por ejemplo.

Tomando en cuenta que por cada 20°C de disminución de temperatura en los gases se incrementa un 1% la eficiencia del caldero, se podría conseguir un 3% - 4% de mejora en la eficiencia mediante la instalación de un economizador de características adecuadas de diseño.

Las llamadas “trampas de hollín” que se instalan en los calderos para atrapar el hollín, en lugar de optimizar la combustión y eliminarlos, podrán ser utilizados para instalar los economizadores y así tener agua y/o aire precalentada ganando u optimizando energía, permitiendo de esta manera un ahorro económico importante que se verá reflejada en el mejoramiento y/o reducción de costos de un determinado proceso.

Claro está que para hacer éstas instalaciones, lo primero que se debería hacer es una evaluación económica, de cuánto se tiene que invertir en los equipos, accesorios y en la misma instalación, luego evaluarlos en cuanto a su recuperación económica con respecto al tiempo y ver el retorno de la inversión para finalmente tomar una decisión de hacer o no la inversión correspondiente.



Figura N° 5.30: Vista de chimeneas de las calderas, donde se pueden recuperar energía instalando economizadores.

B. Sistema de control operativo

Al convertir un caldero piro-tubular al uso del gas natural, todo el circuito de agua y vapor permanece inalterable.

En el circuito de combustible lo único que debe adaptarse en cuanto al sistema de control es el funcionamiento del quemador.

Habiendo definido los elementos requeridos en el circuito de suministro de gas natural al quemador, solamente resultará necesario describir la secuencia de encendido y funcionamiento del quemador para establecer los requerimientos del sistema de control.

B.1. Dispositivos de control límite

Estos controles deben evitar la puesta en marcha o provocar la salida de servicio del equipo, si se producen condiciones límites prefijadas que superen los valores de funcionamiento normal. Estas condiciones límites de funcionamiento pueden ser las siguientes:

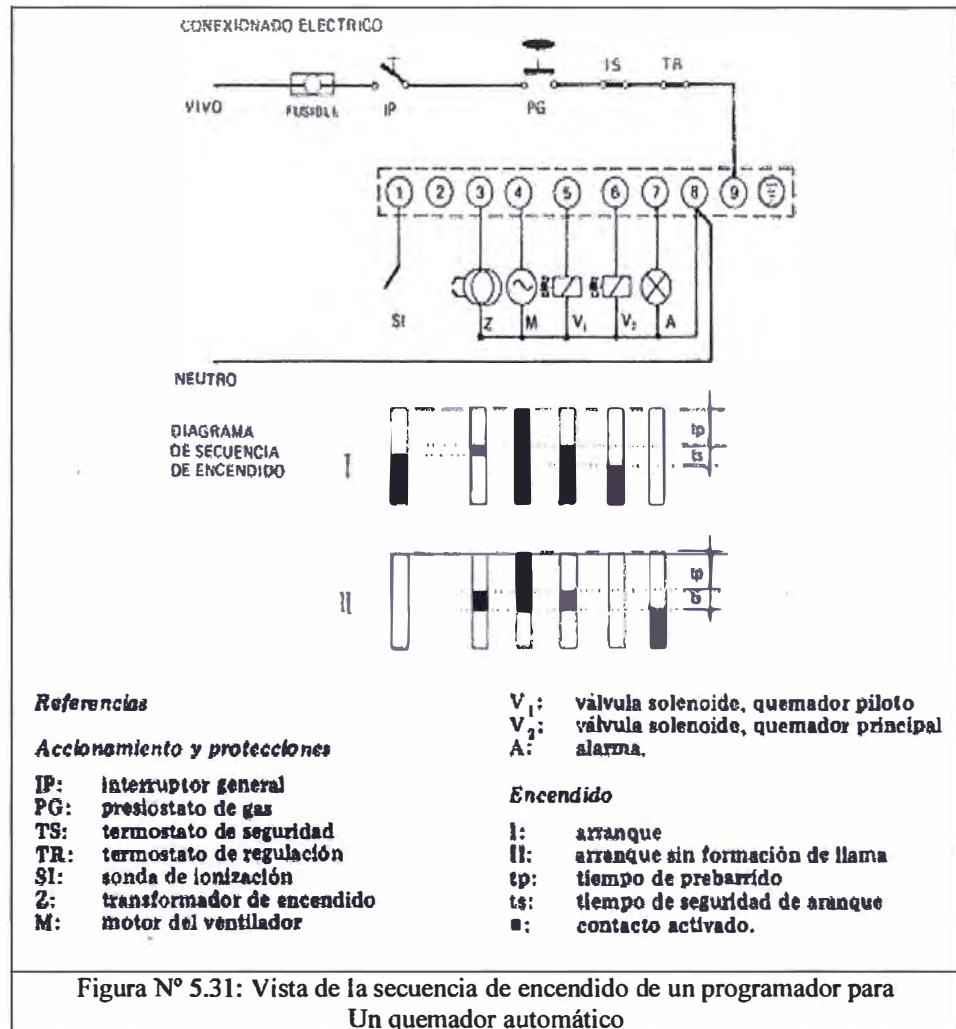
- Exceso de presión o bajo nivel de agua en instalaciones de vapor.
- Exceso de temperatura en instalaciones de agua caliente.
- Presión baja o elevada del gas de suministro.

Para ello se emplean termostatos o periestatos. Cuando se producen estas condiciones límites de seguridad, el quemador solo debe poder ponerse en funcionamiento nuevamente, después de desbloquear manualmente el dispositivo de mando del equipo, dando lugar a que se verifique el motivo de la falla.

B.2. Programadores automáticos

En general, para el comando de las distintas operaciones de los quemadores éstos vienen provistos de programadores automáticos que regulan y efectúan el control de combustión y de límite.

En la Figura siguiente se muestra el conexionado eléctrico en forma simplificada, de un programador para un quemador automático con pre barrido :



En la parte inferior se indican la secuencia de encendido donde se representan los distintos tiempos de operación de los elementos.

En el primer caso de **arranque normal (I)**, se observa en el diagrama que se pone en marcha el ventilador del motor M, efectuando el prebarrido de la cámara de combustión en un tiempo mínimo de 12 segundos.

Luego se pone en marcha el electrodo de encendido (Z), abriéndose la

válvula solenoide de pasaje de gas al quemador piloto (V1) encendiéndose y activándose de esta manera la sonda de ionización (SI).

Luego de pasado un tiempo de seguridad en el arranque (t_s) (que no debe exceder de 15 segundos, de acuerdo a lo indicado precedentemente), se abre la válvula solenoide del quemador principal (V2).

En el **segundo caso (II)**, si pasado el lapso de pre barrido y activado el electrodo de encendido, no se detectara llama en el quemador piloto al abrirse la válvula solenoide (V1), en el tiempo de seguridad (t_s) establecido, se anula la secuencia de encendido y se activa la alarma (A).

Como puede apreciarse, la instrumentación requerida para operar con la seguridad exigida y establecida en normas resulta simple, ni justificando grandes inversiones en equipamiento. Para la conversión puede modificarse el tablero de control existente o incorporarse uno nuevo, con los elementos básicos requeridos y establecidos de acuerdo a las normas aplicadas en cada caso.

La disponibilidad de gas natural y su bajo precio con respecto a los combustibles líquidos representa para los calderos piro-tubulares la oportunidad de una conversión que constituya un proyecto de alta rentabilidad si se concibe, plantea y ejecuta en la forma técnicamente correcta.

El gas natural simplifica la operación de calderos piro-tubulares debiendo quitar equipos en lugar de adicionar y así disminuir costos operativos en lugar de incrementarlos.

5.7.7. Tratamiento del agua y su control

5.7.7.1. Tratamiento externo del agua

Nos referiremos básicamente al tratamiento previo que recibe el agua de alimentación, sobre todo en la descalcificación y/o producción de agua blanda, usando la técnica del intercambio iónico:

A. Intercambio iónico

Este proceso tan variado y aplicado se denomina intercambio iónico y en la actualidad ampliamente usado en la industria y en toda empresa que requiere de uso de agua blanda (básicamente libre de calcio y magnesio), puesto que se trata de una técnica de fácil operación y costos relativamente bajos.

En general ésta técnica hace uso de unas sustancias sólidas denominadas “resinas”, que son prácticamente insolubles en agua, estables a la temperatura y al contacto con una solución salina (cloruro de sodio), sustituyen en forma reversible (esto es muy importante) algunos de sus iones en algunos casos aniones y en otros casos cationes, por los de la solución acuosa salina.

Originalmente se le utilizó para eliminar la dureza del agua y luego se aplicó para eliminar todos los cationes innecesarios y aún para eliminar todos los aniones con lo cual se llegó a la desmineralización total del agua.

Por lo tanto su uso actual es no solo para el agua procesal, sino también para obtener y recuperar cationes y aniones valiosos que procedan por ejemplo de aguas residuales de un proceso industrial.

Los intercambiadores iónicos más usados para el interés de éste informe son las resinas catiónicas ciclo sodio procedentes del ácido estirén sulfónico cuyo peso molecular es 180 gr/mol-gr y de fórmula $CH_2 = CH - C_6H_4 - SO_3H$, que en la práctica vienen en forma de pequeñas esferas, en bolitas o perlas con un contenido aproximado de un 50% de agua. (ejemplo: Resina catiónica ciclo sodio: Lewatite S-100, Lewatite S-1467, Amberlite, etc. Ver sus propiedades en el anexo).

Existen otros tipos de resinas tales como la resina catiónica ciclo hidrógeno (para atrapar todos los cationes del agua), las resinas aniónicas ciclo alcalino (para atrapar todos los aniones presentes en el agua), que se clasifican en aniónicas fuertes y débiles pero que no se tocarán en el presente informe.

B. Etapas del proceso de intercambio iónico (resina catiónica ciclo sodio)

Las etapas sucesivas del proceso de intercambio o de permutación iónica de éste tipo de resina son cuatro:

- 1. Intercambio o ablandamiento:** donde se intercambia los iones dañinos, básicamente los considerados más perjudiciales que son Ca^{2+}, Mg^{2+} por el ión Na^+ hasta el agotamiento de la resina, llegando así a su límite máximo de intercambio y por tanto debe recuperarse su capacidad de permutación.
- 2. Retrolavado:** se hace un lavado a contracorriente para limpiar la resina de cualquier suciedad proveniente del agua influente. Esta etapa es opcional, puesto que si al hacer el retrolavado el agua de

enjuague saliera limpio, entonces no es necesario y de ésta manera se estaría protegiendo las resinas de las particiones; caso contrario hacerlo pero con sumo cuidado en el manejo de la presión (máximo 20 PSI.) y en que no se pierda resina a través del depresurizador.

3. **Regeneración:** Para este tipo de resina se usa como agente regenerante el cloruro de sodio al 10% de concentración (o por cada pies cúbico de resina usar 5 – 7 Kg. De sal industrial). En éste proceso la resina recupera su capacidad de intercambio, logrando hacer el cambio de Ca^{2+} , Mg^{2+} por el ión Na^+ y luego hacer su trabajo de ablandamiento.
4. **Enjuague:** Se hace con agua de tal manera que el lecho de resina no tenga restos del agente regenerante, de lo contrario se podría contaminar el agua de alimentación y por tanto la caldera.

Los equipos que usualmente se utilizan para este tratamiento es el llamado “**ablandador**” que es un recipiente generalmente metálico de forma cilíndrica en donde ingresa el agua fuente (agua dura) por la parte superior de distribución y al atravesar el lecho de resina catiónica sale por la parte inferior a través de sus toberas y/o plato difusor el agua libre de los iones calcio y magnesio, denominándose este como agua blanda.

Este equipo trabaja en forma complementaria con el equipo denominado “**tanque de condensado o tanque diario**” en donde se combina el agua de retorno de condensado con el agua proveniente del ablandador, cuya resultante ingresa a la caldera a través de una bomba de alimentación.

Es importante señalar que el ablandador que utiliza la resina ciclo sodio, al agua tratada no logra liberar completamente de los iones calcio y magnesio (salvo si fuera un desmineralizador), pues siempre deja

escapar en términos de dureza entre 01 – 03ppm. Siendo entonces necesario un tratamiento posterior como tratamiento complementario.

5.7.7.2. Tratamiento interno del agua

Como se mencionó el ablandamiento por resinas catiónicas ciclo sodio no elimina completamente la dureza del agua (sí se elimina completamente usando las técnicas de Desmineralización, Destilación, Electrodiálisis, Osmosis inversa; pero éstas técnicas son mucho más costosas y se usan para calderas que manejan presiones sumamente altas); en cambio una caldera piro-tubular, es un equipo que no trabaja a presiones y temperaturas altas y por tanto puede aceptar agua con cierta dureza pero para eliminarlas se hace necesario un tratamiento interno con productos químicos, para no tener problemas de incrustación ni de corrosión.

También se debe mencionar que a parte de hacer un pre tratamiento con respecto a la dureza del agua de alimentación, se recomienda hacer un pre tratamiento a los gases disueltos que vienen conjuntamente con el agua fuente, lo cual consiste en bajar la concentración de los gases disueltos (sobre todo el oxígeno y el anhídrido carbónico) usando el equipo denominado “deaeradores”, o simplemente elevando la temperatura en caso hubiera retorno de condensado (recordar la solubilidad del oxígeno es inversamente proporcional a la temperatura), pero esto dependerá de la envergadura y la importancia que se le da a la protección del caldero piro-tubular, de lo contrario solo se hará el tratamiento interno a través de productos químicos, que en su momento se tratará.

Para comprender mejor este bloque, lo explicaremos de la siguiente manera:

A. Tratamiento de incrustaciones

El acabado final de la dureza se logra por medio de agentes inorgánicos y orgánicos alimentados directamente en la línea de alimentación al caldero. Los agentes inorgánicos eliminan la dureza, por combinación directa con las sales de calcio y magnesio y en forma especial con la sílice disuelta.

La finalidad consiste en transformar las “sales duras” tales como el bicarbonato y el sulfato de calcio y magnesio, en compuestos fácilmente precipitables, que no se adhieran fácilmente a los tubos y placas del caldero, es decir que se formen incrustaciones peligrosas.

La formación de incrustaciones depende de la solubilidad de las sales que las componen, esto quiere decir que hay sales que no llegan a formar incrustaciones por más que se encuentren, hasta cierto límite por supuesto; en cambio hay otras que con la temperatura existente en el interior de la caldera y a unas cuantas concentraciones forman incrustaciones correspondientes.

Entonces las sales de menor solubilidad en el agua son las que rápido se incrustan (precipitan) y las sales de alta solubilidad no precipitan tan rápido.

Por ejemplo, las sales de menor solubilidad en el agua son las de calcio ($S^{100^{\circ}C} = 13 ppm.$) y de magnesio ($S^{100^{\circ}C} = 75 ppm.$), siendo estos más

propensos a precipitar y por tanto los que causan mayores problemas de incrustación en los calderos; y las de mayor solubilidad son las sales de sodio, por ello es que es importante que el agua de alimentación tenga mínimos valores de dureza complementado obligatoriamente su tratamiento dentro de la caldera.

SAL	SOLUBILIDAD (0°C) (ppm)	SOLUBILIDAD (100°C) (ppm)
Bicarbonato de calcio	1,620.0	Se descompone
Carbonato de calcio	15.0	13.0
Sulfato de calcio	1,290.0	1,250.0
Bicarbonato de magnesio	37,100.0	Se descompone
Carbonato de magnesio	101.0	75.0
Sulfato de magnesio	170,000.0	356,000.0
Bicarbonato de sodio	38,700.0	Se descompone
Carbonato de sodio	61,400.0	290,000.0
Cloruro de sodio	225,000.0	243,000.0
Hidróxido de sodio	370,000.0	970,000.0
Sulfato de sodio	33,600.0	210,000.0

Tabla N° 5.7: Solubilidad de compuestos químicos más característicos en el agua de caldera.

(Fuente: Tratamiento de aguas industriales. F. Vergara Yayón.)

Además en el gráfico siguiente podemos observar como disminuye la solubilidad de las sales de calcio y del magnesio con el aumento de la temperatura, por tanto en las condiciones internas del caldero (presión y

temperatura alta) la precipitación de la dureza del agua hacia los tubos y placas del caldero es inminente, constante y relativamente rápida.

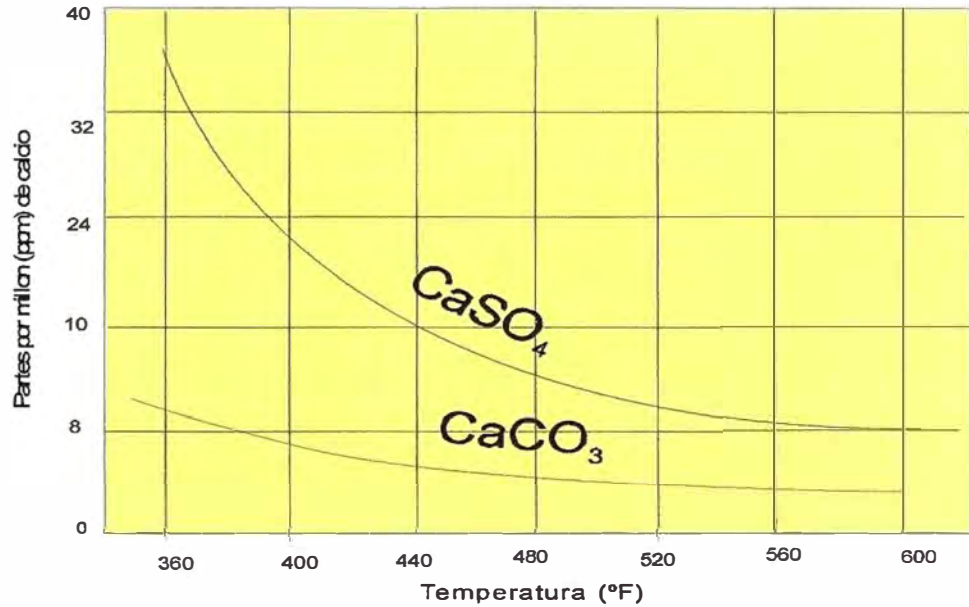


Figura N° 5.32: Solubilidad de 02 compuestos formadores de incrustación (Fuente: Tratamiento de aguas industriales. F. Vergara Yayón)

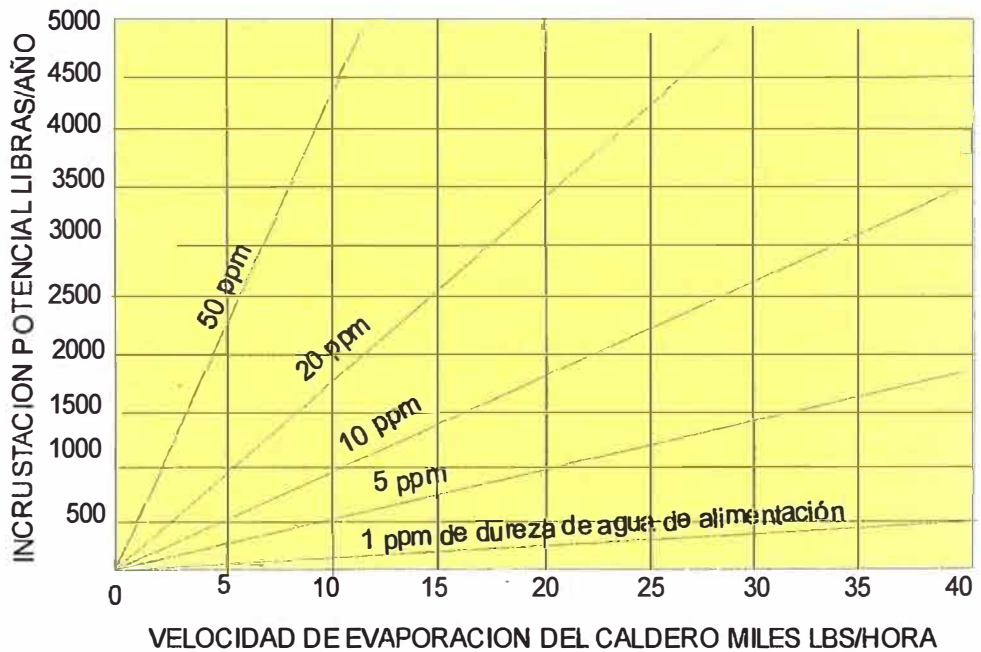


Figura N° 5.33: Potencial de formación de incrustación con diferentes durezas en la alimentación de agua. (Fuente: Tratamiento de aguas industriales. F. Vergara Yayón)

Los principales daños que pueden causar las incrustaciones son las siguientes:

- Reducir la eficiencia calórica del 0.1% a 0.2% lo que implica pérdida importante de combustible.
- Altera peligrosamente la temperatura del metal superficial de los tubos. El incremento es tal, que pueden causar ruptura y explosión de los mismos.
- Por ejemplo en calderos acuo-tubulares, la incrustación crece dentro de los tubos y los llega a obstruir, impidiendo la circulación del agua líquida y provocando la destrucción de los equipos. En calderos piro-tubulares, deforma los tubos, por los que se deben cambiar.
- Obliga hacer paradas por mantenimiento: para hacer cambio de tubos, para realizar costosas y delicadas limpiezas químicas y otras reparaciones; esto ocasiona fuertes pérdidas de tiempo y dinero como es fácil de suponer.



Figura N° 5.34: Deformación del flue por consecuencia de alteración de T del metal.



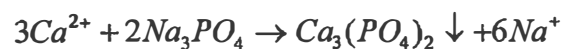
Figura N° 5.35: Encalichamiento de los tubos producto de un mal tratamiento y/o malas condiciones de trabajo

A continuación mencionaré los programas de tratamiento interno para incrustaciones, más comunes que se llevan a cabo en calderas piro-tubulares:

A.1. Tratamiento interno con fosfatos

En este tipo de tratamiento el o los agentes químicos más comúnmente utilizados son el Hexametáfosfato y el tripolifosfato sódico para captar la dureza presente en el agua de alimentación al caldero y evitar incrustaciones de sales de calcio y magnesio.

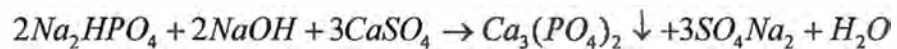
La reacción más simple es la siguiente:



la formación de fosfato tricálcico es deseable ya que el precipitado formado es dispersable y poco adherible a las placas metálicas calientes del caldero.

Con la alcalinidad conveniente (pH: 10 – 11.5) se forma el compuesto denominada Hidroxiapatita de fórmula $Ca_{10}(OH)_2(PO_4)_6$, mineral óptimo para ser eliminado por purgas al precipitar al fondo del caldero.

Los ortofosfatos más usados en el tratamiento interno conjuntamente con los polifosfatos son el fosfato Disódico y Trisódico. El fosfato Trisódico al reaccionar genera más alcalinidad produciendo iones OH^- , aumentando así el pH del sistema y por el contrario el Fosfato Disódico para reaccionar requiere de alcalinidad libre de OH^- para convertirse en Trisódico y combinarse con las sales de calcio para luego precipitar:



PRODUCTO QUIMICO	Formula	% P ₂ O ₅
Fosfato monosódico anhidro	NaH_2PO_4	58%
Fosfato monosódico hidratado	$NaH_2PO_4 \cdot H_2O$	52%
Fosfato disódico anhidro	Na_2HPO_4	49%
Fosfato disódico hidratado	$Na_2HPO_4 \cdot 12H_2O$	19%
Fosfato trisódico hidratado	$Na_3PO_4 \cdot H_2O$	39.5%
Fosfato trisódico hidratado	$Na_3PO_4 \cdot 12H_2O$	18.9%

Tabla N° 5.8: Ortofosfatos más usados en agua de calderos.
(fuente: Tratamiento de aguas industriales. F. Vergara Yayón)

Se debe hacer la observación que se hace mención de **sales de calcio** y no de **magnesio**, porque la reacción de las sales de magnesio con los

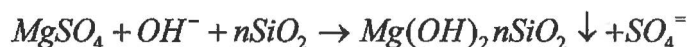
fosfatos es sumamente peligroso, debido a su incrustación formada que tiene una conductividad térmica muy baja ($K = 1.2$) menos que el hidroxapatita ($K = 2.1$).

MATERIAL	K (BTU/ft ² /ft/°F/hr)
Analcita $Na_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot 2H_2O$	0.7
Anhidrita $CaSO_4$	1.3
Hidroxapatita $Ca_{10}(OH)_2(PO_4)_6$	2.1
Fosfato de magnesio básico $Mg_3(PO_4)_2Mg(OH)_2$	1.2
Magnetita Fe_3O_4	1.7
Incrustación silícea porosa	0.05
Acero para tubos de calderos	26 - 30
Ladrillo rojo de construcción	0.6
Ladrillo refractario	0.06

Tabla N° 5.9: Conductividades térmicas de materiales más comunes en calderas.
(fuente: Tratamiento de aguas industriales. F. Vergara Yayón.)

La alcalinidad adecuada (pH: 10 – 11.5) y la disposición de alcalinidad OH^- libres es importante para combatir la dureza magnésica remanente que ingresa con el agua de alimentación, es decir el ión OH^- libre se combina con la dureza magnésica en sus dos formas: Bicarbonato y Sulfato de magnesio, para formar un gel de hidróxido de magnesio el cual tiene la propiedad adicional de “adherir” la sílice soluble y luego precipitarla. Se afirma además que el hidróxido de magnesio, por sus

propiedades coloidales, aumenta la fluidez y movilidad de los lodos dentro del caldero, haciéndolos no incrustables y fácilmente eliminables por la purga.

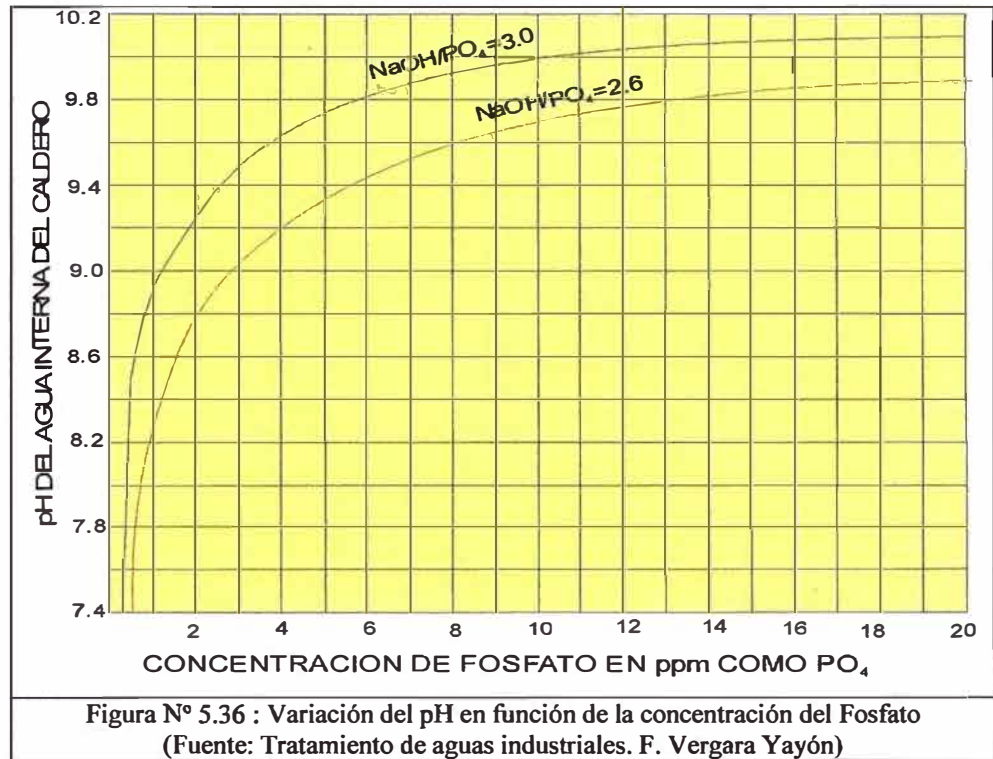


Los polifosfatos tales como el Hexametafosfato, el Tripolifosfato y el Pirofosfato sódico son también usados en el tratamiento interno del agua, porque revierten de polifosfatos a ortofosfatos a las temperaturas internas del caldero.

Los polifosfatos tienen la ventaja de ser alimentados en el agua entrante del caldero (línea de alimentación), no así los ortofosfatos que comenzarán a reaccionar y/o ablandar la dureza remanente en la línea de alimentación, causando incrustaciones (tajonamiento) en la tubería de alimentación de agua, en lo que se hace necesario un mantenimiento frecuente de los filtros ubicados antes de la bomba principal, o de lo contrario se tendrá un inminente peligro de taponamiento y por consecuencia la no circulación de agua de alimentación a la caldera.

Los ortofosfatos son siempre, preferiblemente alimentados dentro del caldero por una línea a parte.

Las aguas de alimentación a calderas piro-tubulares que tengan hasta 60 ppm de dureza, el programa más conveniente para el tratamiento interno son los fosfatos.



A.2. Tratamiento con polímeros

En este tipo de tratamiento se usan polímeros cuya función principal es distorsionar la formación de cristales de las incrustaciones, las que ordinariamente sedimentarían a las placas y tubos del caldero.

Un programa de control polimérico se utiliza para controlar hierro y cobre (óxidos), dureza, sílice, etc. Que ingresan a la caldera conjuntamente con el agua de alimentación. Estos son aplicados normalmente con un agente precipitante (tal como los fosfatos).

Los mecanismos de acción de los polímeros se resume en inhibición de crecimiento del cristal, dispersión y complejación. Los polímeros inhiben el crecimiento de cristales de una solución iónica, alterando así

sus propiedades superficiales y dificultando el crecimiento ordenado que necesita una incrustación.

Existen polímeros anti incrustantes que son de bajo peso molecular (menores a 100,000; ejemplo los polimaleatos), y también existen polímeros dispersantes con alto peso molecular (entre 1 – 30 millones). Los dispersantes poliméricos no detienen la formación de incrustaciones pero son capaces de mantener las partículas en suspensión dentro de la masa del fluido comunicando una carga negativa a la misma; estas cargas negativas se repelen unas a otras previniendo la formación de agregados mayores de partículas de incrustante, (por ejemplo los poliacrilatos puede actuar como antiincrustante y dispersante).

Otro mecanismo de acción de un polímero es reaccionar formando complejos solubles, pero para esto se requiere de concentraciones mayores que para dispersar o modificar el cristal.

La selección de un correcto programa con polímero depende de varios factores:

1. Tipo de polímero para el programa completo que se determina aplicar; por ejemplo, ver si es necesario complementar con fosfatos para combatir en forma más eficiente la dureza.
2. La formulación del polímero debe ser equilibrada en sus pesos moleculares, ni demasiado alto para no generar fouling, ni demasiado bajo, lo cual reduce su efectividad.
3. Debe contemplarse una dosis suficiente de polímero con una densidad de carga iónica adecuada para producir efecto de adsorción o complexación adecuada o de otra manera los

complejos solubles formados serán débiles y darán como resultado depósitos.

4. Los polímeros deben ser estables a altas temperaturas respecto a las características del caldero. A presiones menores a 900 psi, los polímeros han sido eficaces, pero en calderas con mayores presiones implica que trazas de contaminantes de dureza o hierro en el agua de alimentación resulte un problema.

El servicio de control de un programa de tratamiento es de vital importancia y su estudio por períodos más prolongados (18 meses) es preferible a controles cortos ya que no se alcanza evaluar los resultados, esto debe ser acompañado por inspecciones visuales y análisis químico en la caldera sometido a un programa determinado.

Actualmente hay mucho interés en promover los programas de tipo polimérico al 100%, en el tratamiento interno del caldero, de tal manera que mantener el agua lo más limpia posible repercute en obtener una máxima eficiencia térmica. Esta situación bajo condiciones ideales es verdad al compararla con un tratamiento fosfático convencional, pero un tratamiento tipo polimérico debe ser rigurosamente controlado empezando por la calidad de agua que se alimenta a la caldera; una sobre dosificación del polímero repercute en sobre costos y resulta difícil controlar dosis normales de tratamiento en situaciones variables de funcionamiento de la caldera. Por el contrario una sub dosificación lógicamente no dará resultados en el tratamiento interno, generando incrustaciones mucha más duras con respecto a los generados en un tratamiento fosfático convencional.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p><u>FOSFATICO:</u></p> <p>-Al reaccionar con la dureza se transforma rápidamente a lodo (precipitación) que se puede eliminar a través de purgas.</p> <p>-Son productos no muy costosos, de fácil manipulación y análisis químico.</p>	<p>-Produce sedimentos y/o depósitos al ingresar conjuntamente con el agua aceites y contaminantes orgánicos.</p> <p>-Solo soporta hasta 3,500 ppm de STD en el agua de caldera, requiriendo por tanto de mayor frecuencia de purgas, perdiéndose así energía, productos químicos y agua.</p>
<p><u>POLIMERICICO:</u></p> <p>-La dureza del agua es removida rápida mente por purgas de fondo.</p> <p>-Permite una óptima transferencia de calor, si el agua de alimentación a la caldera es de buena calidad.</p> <p>-Soporta mayor STD que los fosfatos entre 10,000 - 12,000 ppm, por tanto no requiere de mayor purga, ahorrando de esta manera energía, productos químicos y agua.</p>	<p>-Requiere y se recomienda solo alimentación de agua blanda.</p> <p>-Cuando se subdosifica, empeora el tratamiento del agua de caldera, creando incrustaciones mucho más duras de remover.</p> <p>-Son más costosos con respecto a los fosfáticos.</p>

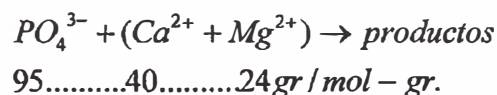
Tabla N° 5.10: Comparación de programas de tratamiento

A.3. Dosificación de antiincrustante

Mezclas balanceadas de fosfato trisódico, disódico y polifosfatos, según el tipo de agua, ayudan a controlar perfectamente la alcalinidad total dentro del caldero. El pH del caldero debe ser superior a 9.5 (entre 10 – 11.5), de lo contrario se formarían peligrosas incrustaciones de fosfatos. En general, se puede calcular la cantidad de fosfatos que eliminará la dureza residual del agua de alimentación, estequiométricamente

tomando en cuenta sí, el grado técnico comercial del producto (% en pureza, si es cristalizado etc.).

De la siguiente reacción química:



Se puede determinar que por cada 1.50ppm de fosfatos reacciona 1.0ppm de dureza total, a esto le adicionamos el residual de fosfatos que debe mantenerse dentro del agua de caldera.

Entonces es de vital importancia, mantener un margen de residual de fosfatos en el agua interna del caldero, para evitar cualquier sorpresa, por variación de la dureza del agua fuente. Según la presión de la caldera el margen de fosfatos residual en el agua interna debe estar entre 20 y 80ppm (para calderas piro-tubulares el rango varía entre 40 y 60ppm y precisamente este rango mantiene el pH del caldero en 10.5).

Presión del caldero en PSIG	ppm de PO_4^{3-} residual
< 750	40
1000	10
>1000	5

Tabla N° 5.11: Residual de fosfatos en calderas acorde a las presiones.
(fuente: Practical Boiler Water Treatment. Mc Graw Hill Book Co.)

La dosificación de los polímeros es en forma similar al de los fosfatos, teniendo en cuenta el peso molecular y el residual que debe mantenerse en el agua interna del caldero, claro que esto dependerá de cómo esté formulado el producto polimérico a dosificar (es decir si el polímero contiene fosfatos o no).

La dosificación y/o alimentación de los productos anti incrustantes se hace a través de un dosificador que se instala en la línea de alimentación de agua a la caldera.

B. Tratamiento de los gases disueltos

Otro punto a tratar de suma importancia en el tratamiento químico interno es la **remoción de los gases disueltos** (O_2 , CO_2 , NH_3 , H_2S y otros en menor proporción) que vienen en el agua fuente y así evitar la corrosión del caldero. Se ha demostrado que aún usando equipos externos (como los deaeradores) en el pretratamiento del agua, estos dejan un remanente sin eliminar, por ejemplo de 0.007ppm de oxígeno disuelto que son suficientes para corroer al caldero, por esta razón se hace necesario un tratamiento interno para asegurarnos la remoción total de estos gases usando agentes químicos reductores.

Los principales agentes químicos corrosivos más peligrosos son el oxígeno disuelto y el anhídrido carbónico, siendo este último quien causa problemas posteriores al salir junto con el vapor de agua y recorrer las tuberías de vapor y condensado.

La acción corrosiva de estos agentes mencionados, aumentan considerablemente con las temperaturas internas del caldero. Se ha

determinado que la corrosión es de 2.0 a 2.5 veces más intensa a 194°F que a 140°F en la temperatura del condensado.

Por cada 1.0ppm de HCO_3^- (como $CaCO_3$) se forma 0.79ppm de CO_2 .

Otro dato importante es que si, los dos gases actúan simultáneamente (O_2 y CO_2), su efecto corrosivo será de 10% a 40% mayor que se podría esperar de la misma cantidad disuelta de ambos gases actuando individualmente (acción sinérgica dañina).

También se ha encontrado experimentalmente, que el oxígeno es 05 a 10 veces más corrosivo que el CO_2 , considerando cantidades iguales de ambos.

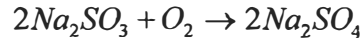
Se tiene además que el oxígeno que ingresa en el agua, lo hace como O_2 disuelto y como óxidos tales como el Fe_2O_3 (óxido férrico-Hematita) y CuO (óxido de cobre). Estos provocan corrosión en áreas de elevada transmisión de calor y subsiguientemente incrustaciones sumamente peligrosas (especialmente en calderas de alta presión, donde la existencia del hierro es muy dañina).

Los reductores químicos más usados son el **sulfito de sodio catalizado** y la **hidracina**, que a continuación se tratarán:

B.1. Uso del sulfito de sodio

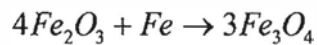
Es un agente químico reductor más usado (peso molecular 126 gr/mol-gr.) debido a su efectividad y bajo precio. Su uso sin embargo tiene

ciertas limitaciones que se verán después. Su reacción química con el oxígeno es:



El sulfito se transforma en sulfato de sodio que es una sustancia relativamente inerte al caldero, pero que tiende a aumentar los sólidos disueltos totales en el agua del caldero.

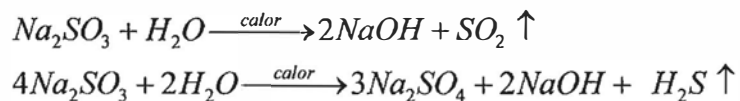
Por otra parte el oxígeno al ingresar con el agua como óxido (Fe_2O_3) es peligroso porque si no se tiene presencia o residual de sulfitos, el ataque sería directamente al metal del caldero, así:



Esta reacción tan perjudicial puede ser evitada con la presencia de sulfitos, así:

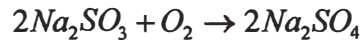


Las limitaciones del uso del sulfito en calderas estriban algunas veces, es que este tiende a descomponerse a altas presiones (a partir de 900 psig) formando gases corrosivos como el SO_2 y el SH_2 , así:



B.2. Dosificación de sulfitos

De acuerdo a la reacción:



Estequiométricamente: 7.88ppm del agente reductor reacciona con 1.0ppm del oxígeno, pero el sulfito comercial no es 100% puro, entonces se toma un valor práctico de 10.0ppm de sulfito por 1.0ppm de oxígeno disuelto (01ml/L de O_2 equivale a 1.43ppm de O_2). A este valor se le tiene que adicionar el residual de sulfito que debe permanecer en el agua del caldero y cuya resultante es la que se debe dosificar.

En ciertos tipos de aguas varían el tiempo y eficiencia de la reacción de los sulfitos con el oxígeno. Las aguas superficiales tienen un efecto inhibitorio en la reacción para eliminar el oxígeno, por lo que se agrega al sulfito de sodio un catalizador que aumente la velocidad de reacción.

Los catalizadores más usados son las sales de Ni, Co y Mg, los cuales son agregados al sulfito en una proporción que varía entre 0.2% a 0.5%.

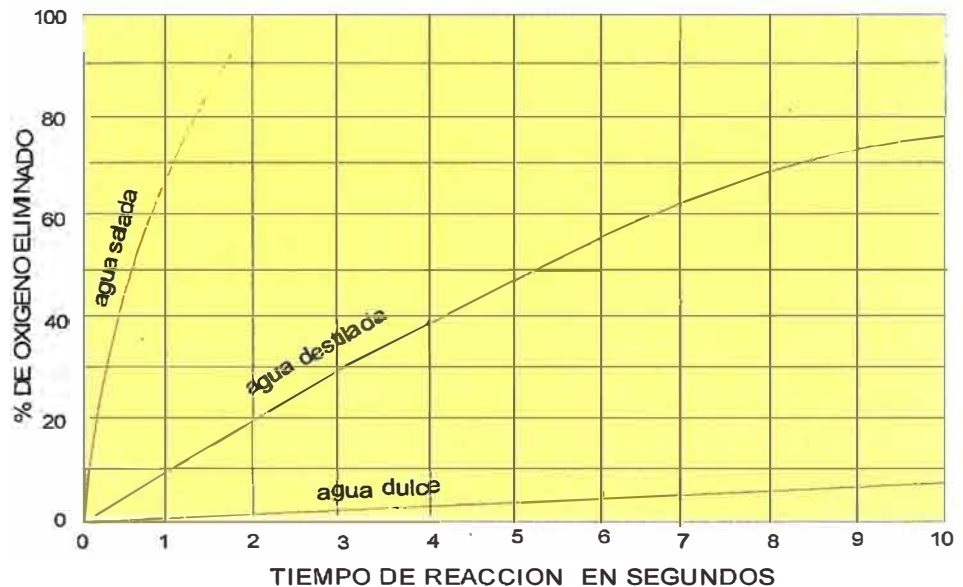


Figura N°5.37: Tiempo de reacción de O_2 vs. sulfito en diferentes aguas.
(Fuente: Tratamiento de aguas industriales. F. Vergara Yayón)

En el siguiente gráfico vemos como con sulfito puro y a temperatura ambiente, el O_2 es reducido desde 9.8 ppm hasta 6.6 ppm luego de 10 minutos de contacto; en cambio con el sulfito catalizado, el tiempo de contacto se acelera hasta 20 segundos, lo que implica 30 veces más rápido que sin catalizador, esto nos da la ventaja de asegurar la remoción total del oxígeno en el agua del caldero, para ello es importante estar chequeando (mediante análisis químico) frecuentemente, el residual de sulfitos y que esté dentro del rango permisible (de 20 ppm a 60 ppm para calderas piro-tubulares).



Figura N° 5.38: comportamiento del sulfito de sodio con y sin catalizador
(Fuente: Tratamiento de aguas industriales. F. Vergara Yayón)

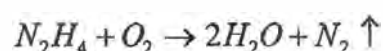
Entonces es necesario y recomendable mantener un residual de sulfitos en el agua de calderos, para asegurarse así que todo el oxígeno que ingresa con el agua de alimentación sea eliminado y además poder soportar cualquier variante del oxígeno presente en el agua de alimentación a la caldera.

Presión del caldero en PSIG	Residual del SO_3^{2-} en ppm
150	20 - 60
300	30 - 40
600	20 - 30
900	10 - 15
1200	05 - 10
1500	03 - 07

Tabla N° 5.12: Residual de sulfitos acorde con la presión del caldero.
(Fuente: Practical Boiler Water Treatment. Mc Graw-Hill Book Co.)

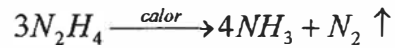
B.3. Uso de hidracina

Es un compuesto químico líquido (de fórmula N_2H_4 y peso molecular 32 gr/mol-gr.), que al reaccionar con el oxígeno forma agua y nitrógeno, que es un gas inerte y que no contribuye al aumento de sólidos disueltos totales en el agua del caldero, su reacción química es:



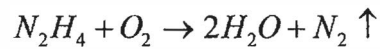
con esta reacción se afirma que la hidrazina no es formador de sólidos disueltos totales, lo cual es conveniente para calderos de alta presión, donde el contenido mínimo de sólidos disueltos totales juega un papel tan importante.

Además la hidrazina al descomponerse, (a partir de 785 psig) forma NH_3 que ayuda a neutralizar el CO_2 presente. Sin embargo el manejo de la hidrazina se ve limitada por su toxicidad (es canceroso y explosivo) y es más costoso que el sulfito sódico.



B.4. Dosificación de hidracina

La hidracina comercial viene generalmente como hidrato de hidracina con 35% de actividad, que es una forma menos peligrosa (explosiva), la reacción con el oxígeno es así:



Estequiométricamente, y con una hidracina al 100% la reacción es de 01ppm con 01ppm de oxígeno disuelto (en caso de hidrato de hidracina se debe dividir toda dosis entre 0.35 para lograr las ppm necesarias).

Generalmente se comienza con una dosis doble de 02 ppm con 01 ppm de O_2 hasta lograr un residual de 0.05 1.0 ppm para presiones mayores de 600 psig, para presiones menores se debe mantener un residual de 0.1 a 0.3 ppm.

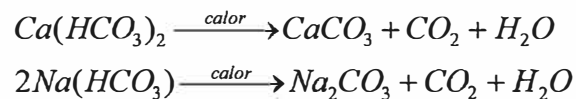
Se puede usar un tratamiento combinado de hidracina con el sulfito de sodio, pero para ello se debe tomar en consideración las características del producto, su estabilidad a las presiones del caldero, la velocidad de reacción, el costo relativo de cada producto, la disponibilidad de los mismos y la seguridad en el manejo.

La alimentación se puede hacer conjuntamente con los fosfatos y/o polímeros a través de un dosificador en la línea de alimentación del agua del caldero.

5.7.7.3. Tratamiento en líneas de vapor y condensado

Se indicó que en el agua de alimentación hay presencia de gases disueltos, principalmente del O_2 y CO_2 , que toman importancia por su peligrosidad que ambos representan para el caldero.

La concentración de O_2 y CO_2 disueltos en el agua de alimentación dependerá de la temperatura del mismo, por ejemplo un agua a 20°C , tendrá una concentración mayor de estos gases que otra a 80°C , porque la solubilidad del gas en el agua es inversamente proporcional a la temperatura del mismo. El CO_2 al disolverse en el agua (hidrolización) forma ácido carbónico, este ácido por ser inestable se descompone rápidamente formando iones bicarbonatos e hidronios el cual es altamente corrosivo cuya agresividad dependerá de la concentración a la que se encuentre. Además la hidrólisis de algunas sales, así como la descomposición de algunos carbonatos que ingresan a través del agua de alimentación reaccionan con el calor interno del caldero, formando dióxido de carbono que son transportados conjuntamente con el vapor, luego al hidrolizarse en el vapor condensado forma el ácido correspondiente que bajará el pH del agua y que empezará a generar corrosión en la línea de retorno si no es tratado oportunamente.



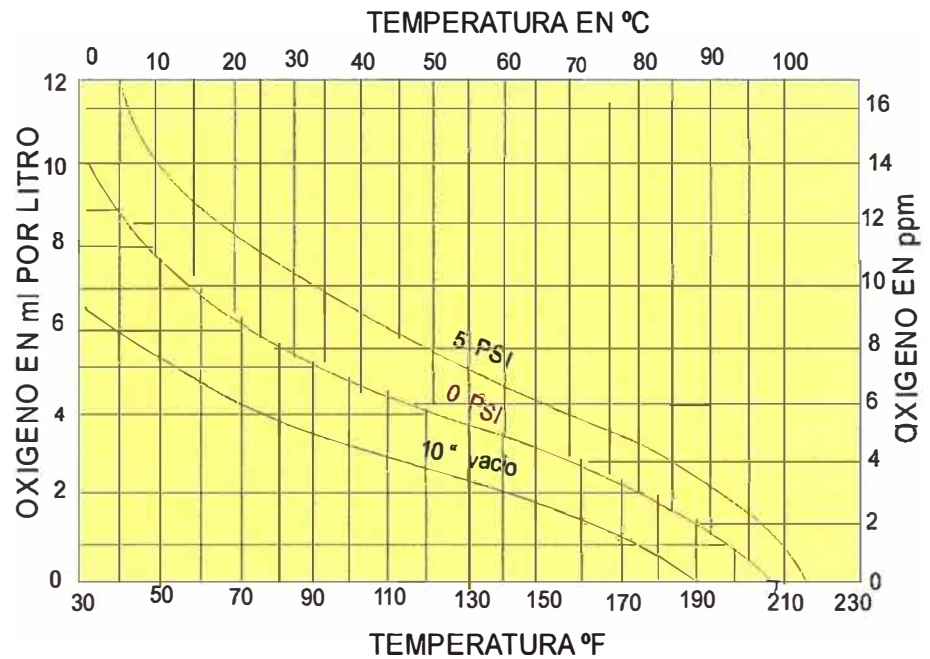
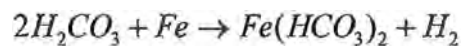


Figura Nº 5.39: Solubilidad del O_2 disuelto en el agua
(Fuente: Tratamiento de aguas industriales. F. Vergara Yayón)

Por ejemplo si se tiene un condensado a un pH menor que 6.0, la reacción del ácido carbónico con el metal de la tubería es muy veloz:

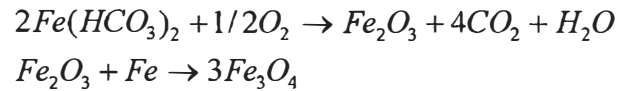


El bicarbonato ferroso es soluble y puede ser arrastrado junto con el condensado y seguir reaccionando formando más CO_2 y sedimentos de óxido ferroso:



Si tenemos presencia de O_2 en la línea de condensado (que se pueden introducir en las líneas donde hay fuga de vapor y condensado), la

situación anterior se complica:



Observamos que el óxido férrico formado (Fe_2O_3 -Hematita), reacciona con el metal de la tubería para formar tetraóxido de hierro (Fe_3O_4 -Magnetita). Además los diferentes óxidos de hierro formados son sedimentables y son causantes de incrustación y taponamiento de las tuberías de vapor y condensado.

Para controlar y prevenir que haya corrosión en las líneas de vapor y condensado se tienen los siguientes métodos:

A. Uso de inhibidor de corrosión por neutralización

Este actúa sobre todo con el CO_2 neutralizándolo al aumentar el pH del vapor y condensado.

Debido a que reacciona mol a mol con el CO_2 , su dosificación es costosa y se utiliza sobre todo para sistemas cerrados de alto retorno de condensado (mayor a 60%).

Un buen inhibidor de corrosión por neutralización debe cumplir lo siguiente:

- Que pueda vaporizarse y condensarse junto con el agua.

- Que sea estable a la P y T del caldero.
- Que sea soluble y compatible con el tratamiento interno general.
- Que pueda volatilizarse con el vapor, sin provocar espumaje ni arrastre.

La más usada es la **morfolina** ($(CH_2)_4HNO$), que es una amina orgánica alcalina y volátil, su punto de fusión es menor a $0^\circ C$ y punto de ebullición $128^\circ C$. Viene en soluciones al 40% y es estable a temperaturas menor a $700^\circ F$ (3200 psig).

Su dosis es de 3.6ppm de morfolina por 01 ppm de CO_2 presente y con este logramos elevar el pH de 7.0 a 7.5.

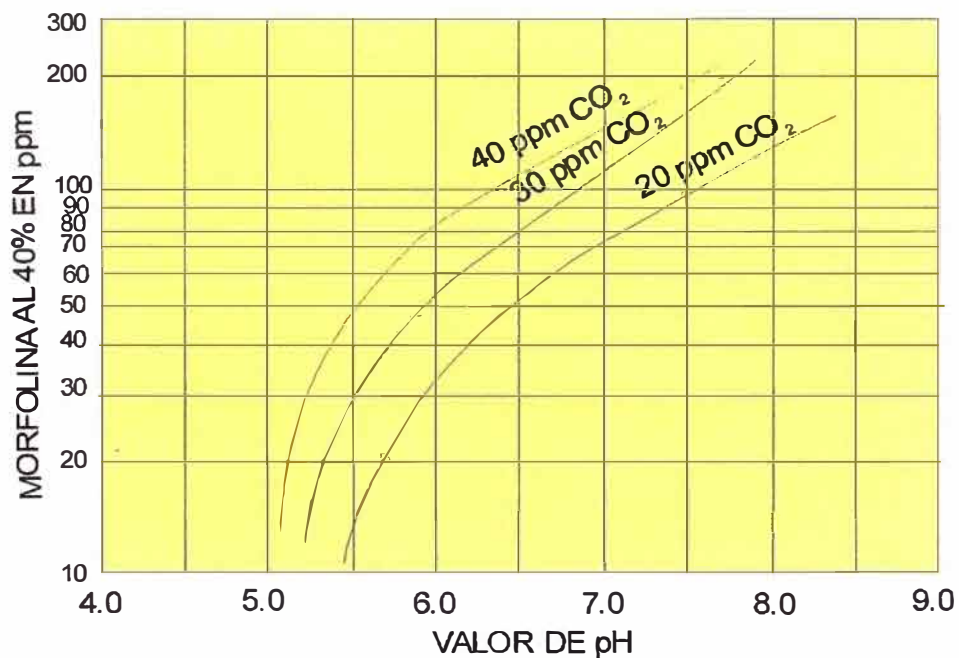


Figura N° 5.40: ppm de la morfolina en función del pH.
(Fuente: Tratamiento de aguas industriales. F. Vergara Yayón)

B. Inhibidor de corrosión por formación de películas

Estas sustancias son también orgánicas no volátiles, pero fácilmente arrastrables junto con el vapor; son productos que tienen en uno de sus extremos moléculas de tipo Hidrofílico, que se une al metal por adsorción y el otro extremo es de carácter Lipofílico, por tanto repelente al agua, que es el que está en contacto con ella. Entonces podemos decir que con estos productos se logra formar una capa monomolecular o película cerosa, lo cual hace impermeable la superficie metálica a la acción de los gases disueltos, (se podría decir que su acción funciona como si se encerara la superficie metálica).

Un buen inhibidor filmico debe tener las siguientes características:

- Ser fácilmente arrastrable por el vapor.
- Ser estable a la P y T del caldero.
- Formar películas polares delgadas.
- No interferir con otros tratamientos del caldero.
- No disminuir el paso del calor.
- Eliminar películas corrosivas previas al tratamiento.

Se usa más la **Octadecilamina** ($C_{18}H_{37}NH_2$) que son cerosas y muy dispersables.

Para su dosificación es recomendable comenzar con 25ppm de amina filmica hasta llegar a un pH de 7.5 – 8.5 y luego mantenemos el pH adicionando 10 ppm en forma intermitente.

Estas aminas filmicas son estables hasta los 1000 °F, pero se reporta que

en calderos con presión mayor de 200 psig y con retornos de condensado de 75% a más puede haber ruptura de la película filmica.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

De acuerdo a la información expuesta en el presente informe técnico profesional se puede concluir:

1. Un equipo generador de vapor debe cumplir su función en sí, facilitando y mejorando un proceso determinado, mas no generar reproceso ni paradas innecesarias.
2. un generador de equipo debe satisfacer eficientemente las necesidades de energía de una planta de procesos, así como también disponer de una batería de calderos para operar en condiciones altas y bajas de energía, según el requerimiento del caso.
3. En la regulación de un caldero se deben fijar los parámetros de los tres flujos principales: el agua (y el vapor), el combustible y los gases de combustión cuyos parámetros a tener en cuenta son la temperatura, presión y masa de entrada y salida del equipo.
4. Se hace la regulación con una finalidad principal: de operar el equipo en forma más eficiente y que se genere la cantidad de vapor requerido utilizando el menor consumo de combustible posible expulsando la menor cantidad posible de gases de combustión y reduciendo al mínimo la temperatura de salida de estos gases con la finalidad de evitar pérdidas de calor hacia el ambiente.

5. Una disminución de la eficiencia implicaría un incremento del costo de producción del vapor, por lo tanto un incremento en el costo de producción del producto terminado, reduciendo las posibilidades de competitividad en el mercado.
6. Se debe señalar que cuando un caldero produce menor vapor de lo que le corresponde a sus condiciones nominales, su eficiencia también será menor a la nominal; por lo tanto no es conveniente operar con calderos más grandes que los nominales, ante una demanda específica de vapor ya que se gastará más combustible del necesario, lo cual disminuye la eficiencia.
7. Es necesario conocer el consumo de vapor (balance de energía) de cada equipo en una planta que hace uso del vapor de una caldera, se debe registrar el consumo horario, diario y mensual de vapor, con un propósito de tener dominio en la cantidad y calidad de la entrega de vapor en forma eficiente.
8. Se debe tener en cuenta las temperaturas (máximas y mínimas) de los gases de combustión, para ello se hace necesario contar con un indicador de temperatura situada en la chimenea del caldero, lo cual nos ayudará a tener una mejor idea de las condiciones de combustión y de la situación de los tubos de combustión (que estén con bastante hollín por ejemplo).
9. Se debe evaluar y diagnosticar el buen funcionamiento de un quemador ya existente en el caldero, de lo contrario adquirir quemadores nuevos y modernos, que mejoren la eficiencia de combustión, lo cual implica ahorro en el uso de combustibles y mejora en el tiempo de generación de vapor en las condiciones requeridas.

10. La sustitución del combustible ya sea diesel o residual por el gas natural constituye un proyecto positivo, pues este simplifica la operación de la caldera, quitando equipos en vez de ponerlos y así disminuir costos operativos en lugar de incrementarlos.
11. El programa de tratamiento químico elegido debe ser la adecuada, pues esto implica que la protección de incrustaciones y de prevención de la corrosión a la parte metálica del lado agua de la caldera debe ser eficiente.
12. Las purgas que se efectúan a la caldera debe ser calculada adecuadamente, de tal manera que no se incurra en pérdidas de energía, agua y productos químicos (por exceso de purgas), y tampoco en generación de vapor de mala calidad (concentración de sólidos disueltos dentro del caldero por baja purga).

6.2 Recomendaciones

Las recomendaciones que el autor se permite en mencionar, son las siguientes:

1. Para operar la caldera en forma más eficiente, se recomienda contratar personal calificado, o si ya estuvieran en operación incluirlo en un programa de capacitación (sea anual, semestral, etc.) y destinar personal exclusivamente para el manejo y operación de la caldera y su entorno.
2. Para no tener paradas o altos innecesarios es recomendable tener un programa de mantenimiento y reparación que involucren la caldera (accesorios y equipos), así como los demás equipos y accesorios que tienen que ver con la generación de vapor.

3. Para hacer un mantenimiento de una caldera, se recomienda realizarlo en condiciones de seguridad, preferentemente con el caldero frío y vacío, así como realizar las pruebas hidrostáticas con agua fría.
4. En este informe se hace mención del uso de resinas en ablandadores como tratamiento externo de la dureza del agua de alimentación, pero existen otras tecnologías que puedan sustituir al uso de las resinas, como es la tecnología de las membranas (microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración, ósmosis inversa, etc.), pero antes del cambio se recomienda efectuar una evaluación.
5. Es importante y recomendable que los valores físico-químicas del agua tanto de alimentación como de la caldera, estén dentro de los límites permisibles, pues esto asegura en cierto modo que el equipo está siendo operado correctamente y que se está generando un vapor de buena calidad.
6. Se recomienda para calderos nuevos verificar su programa de tratamiento químico de aguas después de 03 meses de funcionamiento y para los que ya están en operación verificarlo anualmente o de acuerdo a su programa de mantenimiento: aquí se verá básicamente la protección de incrustación y que no haya focos de corrosión.
7. Para decidir en hacer un cambio de programa de tratamiento químico del agua, lo recomendable es evaluar costos y luego someterlo a una prueba, teniendo en cuenta estrictamente las condiciones de operación y de trabajo de la caldera. Posteriormente verificar la efectividad in situ del nuevo programa inspeccionando interiormente la caldera, si aumentó o disminuyó los flujos de purga y si se dispone de un vapor limpio.

8. Como el gas natural es una alternativa de suministro energético, siendo además un combustible mucho más limpio y de menor costo con respecto a los residuales y al diésel, se recomienda elaborar proyectos de sustitución para toda planta que consumiría gas natural, puesto que esto permitiría bajar tasas de contaminación y por su puesto tener competitividad en el mercado precisamente por ser un combustible más barato que las demás.

9. Las calderas piro-tubulares que ya están en funcionamiento con quemadores líquidos (uso de residuales y diésel), existe la posibilidad de hacer al mismo quemador una conversión para uso dual, es decir para quemar gas natural, previa evaluación claro está, de lo contrario adquirir un quemador nuevo.

VII. BIBLIOGRAFIA

REFERENCIA DE LIBROS Y NORMAS

RAYMOND D. LETTERMAN. "Calidad y tratamiento del agua – American water Works association". Edición 2002. Editorial Edigrafos S.A. Páginas 1072 hasta 1109; 1138 hasta 1141.

CARL D. SHIELD. "Calderas". Edición 1982. Editorial Continental S.A. de C.V. México. Páginas 21 hasta 53.

NALCO CHEMICAL COMPANY, FRANK N. KEMMER, JOHN McCALLION. "Manual del agua – su naturaleza, tratamiento y aplicaciones". Edición 1996. Editorial Litográfica Ingramex. Páginas 20-17 hasta 20-25 y 39-1 hasta 39-56.

JOEL MALEVIALLE, PETER ODENDAAL, MARK WIESNER. "Tratamiento del agua por procesos de membranas, principios, procesos y aplicaciones". Edición 1998. Páginas 41 hasta 67.

FRANCISCO VERGARA YAYON. "Tratamiento de aguas industriales". Edición 1978. Editorial Kavi Editores S.A.

COLEGIO NACIONAL DE CIENCIA Y TECNOLOGIA-CONCYTEC, "Ciencia y tecnología frente a la contaminación atmosférica". Edición 2001. Dirección general de medio ambiente.

INDECOPI. "NTP N° 350.016. Definiciones generales y clasificación de generadores de vapor". Edición 1974. Comisión de reglamentos técnicos y comerciales.

INDECOPI. “NTP N° 350.017. Nomenclatura de diseño y cálculo de generadores de vapor”. Edición 1974. Comisión de reglamentos técnicos y comerciales.

INDECOPI. “NTP N° 350.018. Presiones y temperaturas normalizadas de generadores de vapor”. Edición 1974. Comisión de reglamentos técnicos y comerciales.

ITINTEC. “Manual de eficiencia energética de calderas industriales”. Edición 1991.

REFERENCIAS DE REVISTAS

INGENIERÍA QUÍMICA. “Atmósferas explosivas en instalaciones con calderas a gas”. Edición mayo 2007. Páginas 150 hasta 164.

INGENIERÍA QUÍMICA. “ Análisis de corrosión en calderas. Edición octubre 2005. Páginas 358 hasta 366.

INGENIERÍA QUÍMICA. “ Tratamiento inhibidor de incrustación en una planta desalinizadora”. Edición junio 2004. Páginas 128 hasta 136.

A N E X O S

**LIMITES MAXIMOS PERMISIBLES EN EL AGUA
INTERNA DEL CALDERO (Fuente: UNE 9075)**

Presión de caldera (psig)	Sólidos totales (ppm)	Alcalinidad (ppm)	Sólidos en suspensión (ppm)
0 - 300	3,500	700	300
301 - 450	3,000	600	250
451 - 600	2,500	500	150
601 - 750	2,000	400	100
751 - 900	1,500	300	60
901 - 1,000	1,250	250	40
1,001 - 1,500	1,000	200	20
1,500 - 2,000	750	150	10
más de 2,000	500	100	5

**LIMITES RECOMENDABLES PARA EL
AGUA DE CALDEROS (SEGÚN A.S.M.E.)**

Presión operativa en psig	Agua de alimentación			Agua interna	
	Fierro ppm	Cobre ppm	Dureza total ppm	Sílice ppm SiO ₂	Alcalinidad total
0 - 300	0.100	0.050	0.300	150	700
301 - 340	0.050	0.025	0.300	90	600
451 - 600	0.030	0.020	0.200	40	500
601 - 750	0.025	0.020	0.200	30	400
751 - 900	0.020	0.015	0.100	20	300
901 - 1,000	0.020	0.015	0.050	8	200
1,001 - 1,500	0.010	0.010	0.000	2	0
1,501 - 2000	0.010	0.010	0.000	1	0

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE UN CALDERO PIROTUBULAR

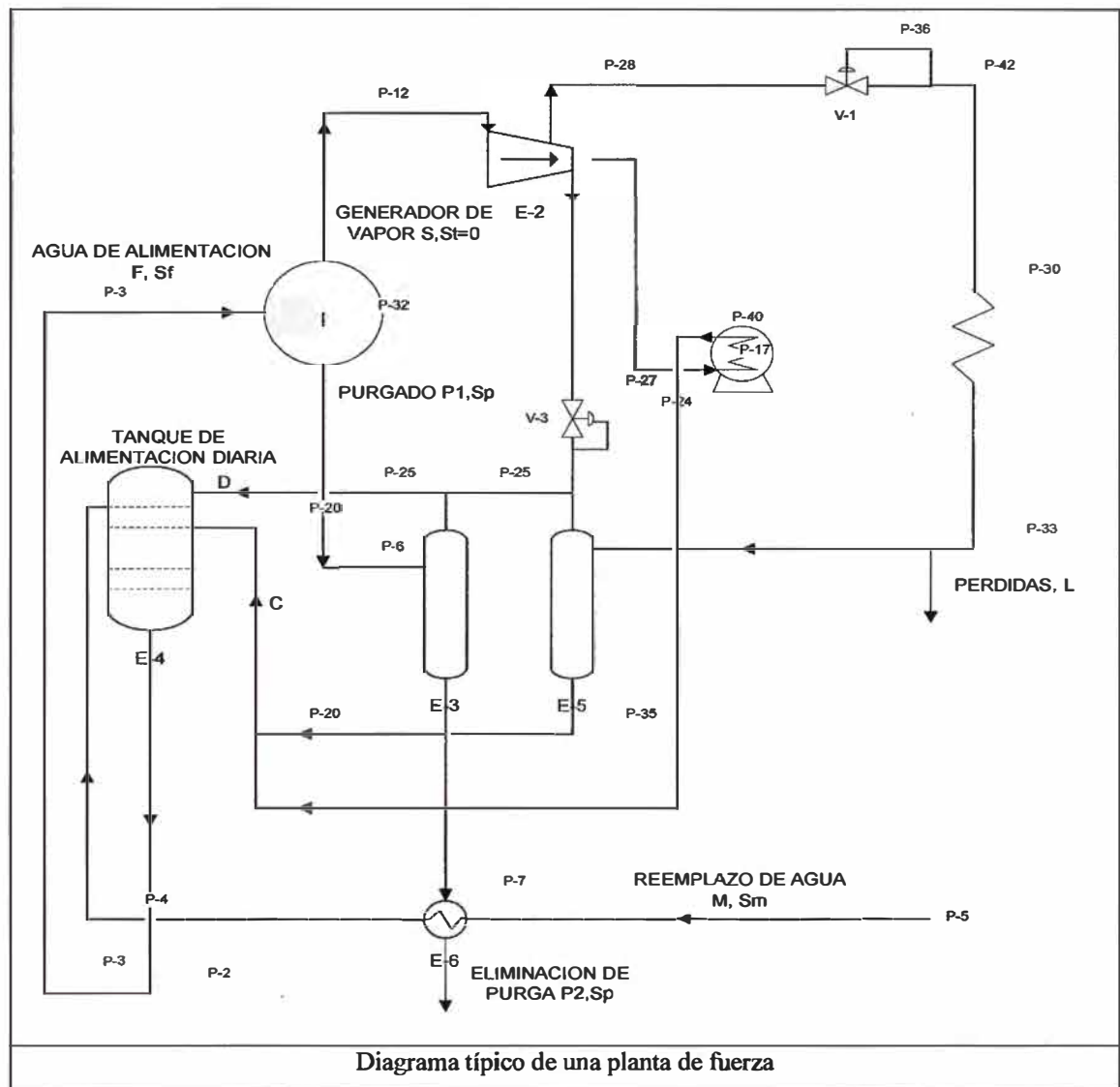
Caballos de vapor (B.H.P.)	50	60	70	80	100	150	200	250	400	600	700
Producción de vapor desde y hasta 212°F (lbs/hr)	1,725	2,070	2,415	2,760	3,450	5,200	6,900	8,600	13,800	20,750	24,750
Superficie de calentamiento (pies ²)	250	300	350	400	500	750	1,000	1,250	2,600	3,000	3,500
Presión máxima de trabajo (PSI)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Eficiencia	más del 80%										
Consumo de petróleo N° 4 ó N° 5 y Residual 500 (G.P.H.)	14.0	16.8	19.5	22.3	27.9	41.8	55.8	69.7	111.8	167.4	195.1
Peso del caldero vacío (Kilos)	3,400	3,900	4,100	4,850	5,600	7,500	11,600	13,200	23,500	32,400	37,000
a. Largo total (m)	3.00	3.00	3.22	3.40	3.55	4.05	4.70	5.05	6.60	7.40	8.10
b. Ancho total (m)	1.60	1.75	1.42	1.78	1.95	2.05	2.25	2.37	2.95	3.10	3.10
c. Altura total (m)	1.83	1.96	1.98	2.03	2.13	2.29	2.56	2.72	3.35	3.60	3.60
d. Largo del caldero (m)	2.75	2.75	3.00	3.15	3.33	3.78	4.40	4.75	5.15	5.95	6.70
e. Diámetro del caldero (m)	1.30	1.47	1.47	1.55	1.65	1.85	2.02	2.17	2.70	2.95	2.95
f. Largo de la base (m)	2.03	1.90	2.00	2.36	2.54	3.00	3.30	3.70	3.95	4.55	4.86
g. Ancho de la base (m)	1.07	1.12	1.12	1.12	1.22	1.37	1.45	1.80	2.25	2.45	2.45

FACTOR DE EVAPORACION

Temperatura del agua de alimentación		PRESION MANOMETRICA DEL CALDERO (PSIg)														
		5	10	20	50	70	90	100	110	130	150	170	190	200	225	250
°C	°F															
0.00	32.00	1.190	1.190	1.200	1.214	1.219	1.223	1.006	1.228	1.229	1.230	1.233	1.235	1.236	1.237	1.238
4.40	39.92	1.180	1.180	1.190	1.206	1.211	1.215	1.217	1.218	1.221	1.223	1.229	1.227	1.227	1.229	1.231
10.00	50.00	1.170	1.170	1.180	1.196	1.201	1.205	1.206	1.208	1.211	1.213	1.215	1.216	1.217	1.219	1.220
15.60	60.08	1.160	1.160	1.170	1.185	1.190	1.194	1.196	1.198	1.200	1.202	1.204	1.206	1.207	1.209	1.210
21.10	69.98	1.150	1.150	1.160	1.175	1.180	1.184	1.186	1.187	1.190	1.192	1.194	1.196	1.196	1.198	1.200
26.70	80.06	1.140	1.140	1.150	1.162	1.170	1.174	1.176	1.177	1.180	1.182	1.184	1.185	1.186	1.188	1.189
32.20	89.96	1.130	1.130	1.140	1.154	1.160	1.164	1.165	1.167	1.170	1.172	1.173	1.175	1.176	1.178	1.179
37.80	100.04	1.120	1.120	1.130	1.144	1.149	1.153	1.155	1.156	1.159	1.161	1.163	1.165	1.166	1.167	1.169
43.00	109.40	1.110	1.110	1.120	1.134	1.139	1.143	1.145	1.146	1.149	1.150	1.153	1.153	1.155	1.157	1.159
49.00	120.20	1.100	1.100	1.110	1.124	1.129	1.133	1.134	1.136	1.139	1.141	1.143	1.144	1.145	1.147	1.149
54.00	129.20	1.090	1.090	1.100	1.112	1.118	1.123	1.124	1.126	1.128	1.130	1.132	1.134	1.136	1.137	1.139
60.00	140.00	1.080	1.080	1.090	1.101	1.108	1.111	1.114	1.115	1.118	1.120	1.122	1.124	1.125	1.126	1.129
65.00	149.00	1.070	1.070	1.080	1.098	1.098	1.102	1.104	1.105	1.108	1.110	1.112	1.114	1.114	1.118	1.119
71.00	159.80	1.060	1.060	1.070	1.082	1.088	1.092	1.093	1.096	1.097	1.100	1.102	1.103	1.104	1.106	1.109
77.00	170.60	1.050	1.050	1.060	1.072	1.077	1.083	1.083	1.084	1.087	1.089	1.091	1.093	1.094	1.095	1.097
82.00	179.60	1.040	1.040	1.050	1.062	1.067	1.071	1.073	1.074	1.077	1.079	1.081	1.083	1.083	1.085	1.087
88.00	190.40	1.020	1.020	1.040	1.052	1.057	1.061	1.062	1.064	1.066	1.069	1.071	1.073	1.073	1.075	1.078
93.00	199.40	1.020	1.020	1.030	1.041	1.047	1.050	1.051	1.053	1.056	1.058	1.060	1.062	1.063	1.064	1.069
99.00	210.20	1.010	1.010	1.020	1.031	1.036	1.040	1.042	1.043	1.046	1.048	1.051	1.052	1.052	1.054	1.056

RESINA LEWATIT S - 100			
DATOS DEL PRODUCTO	Forma de suministro	Na	
	Forma de grano	bolas	
	color	Ambar, transparente	
	Matriz básica	Poliestireno	
	Grupos activos	Sulfónicos	
	granulometría	mm 0.3 - 1,25	
	Densidad aparente	g/l 800 - 900	
	Peso específico	aprox. g/ml 1.28	
	Contenido de humedad	% en peso 42 - 45	
	Capacida total (en unidades de intercambio)	aprox. mol/l 2.2	
	Estabilidad	Térmica °C	(-10 a + 120)
		pH	(1 - 14)
		°C	(-10 a +40)
	Almacenaje en envase original	min. años 5	
embalaje	normal 25 Lt saco polietileno		
VALORES RECOMENDADOS PARA EL FUNCIONAMIENTO	Capacidad útil (en unidades de intercambio)	hasta mol/l 1.6	
	Altura de capa	min. mm 800	
	Cambio de volumen de Na →H	aprox. % (+ 8)	
	Intervalo de pH de explotación	(1 - 14)	
	Temperatura de funcionamiento	hasta + °C 120	
	Velocidad lineal durante	carga hasta m/h	50
		regeneración aprox. m/h	5
		lavado m/h	(5 - 10)
		contralavado m/h	(6 - 10)
	Cámara de contralavado	% (60 - 80)	
	Regenerante	producto	HCl H ₂ SO ₄ NaCl
		%	(5-10) (2 - 4) (8 - 10)
		aprox g/l res	(80) (100)
Consumo de agua de lavado	aprox. g/l res 5		
Pérdida de presión	máx. bar 1.5		

BALANCE DE MASA EN UNA PLANTA DE FUERZA



Del diagrama tenemos:

M: flujo de agua de reemplazo (lb/h)

F : flujo de agua de alimentación (lb/h)

S : flujo de vapor saturado de la caldera (lb/h)

P : flujo de agua saturada en la purga (lb/h)

D : flujo de vapor recuperado en las líneas (lb/h)

C : flujo de agua recuperado después del proceso (lb/h)

L : flujo de pérdidas (lb/h)

S_m, S_f, S_p : sólidos totales disueltos en cada línea respectiva (mg/l o ppm.)

Recordar que los sólidos disueltos en la línea de vapor y en los condensados son esencialmente cero.

Hacemos el balance de flujos:

$$M + C + D = F = S + P_1$$

$$M = P_2 + L$$

Luego hacemos el balance por componentes, en este caso tomamos referencia a los sólidos totales como la concentración de cada flujo respectivamente:

$$S_m * M = S_f * F = S_p * P_1 + S_{vapor} * S$$

Despejando, tenemos:

$$\frac{S_p}{S_f} = \frac{F}{P_1} = R_{CF} : \text{Relación de concentración basada en la alimentación}$$

$$\frac{S_p}{S_m} = \frac{M}{P_1} = R_{Cm} : \text{Relación de concentración basada en el reemplazo}$$

Poniendo en función de las relaciones de concentración, tenemos:

$$F = P_1 * \frac{S_p}{S_f}, \quad P_1 = F - S$$

$$F = S * \frac{\frac{S_p}{S_f}}{\frac{S_p}{S_f} - 1}$$

$$F = S * \left(\frac{R_{Cf}}{R_{Cf} - 1} \right)$$

La figura inmediato anterior representa a un diagrama esquemático de una planta típica de caldera industrial que descarga vapor a una turbina, condensando una parte del vapor en el condensador y extrayendo el restante para un uso de proceso en el que el vapor puede perderse o el condensado puede contaminarse tanto que debe ser tirado o de lo contrario ser recuperado.

Puesto que el propósito principal en el control del purgado es alcanzar las máximas concentraciones permisibles de las sales para tener la mejor eficiencia en la caldera sin exceder las concentraciones que dañarían al sistema. El primer paso entonces para desarrollar un programa de control de purgado consiste en establecer límites permisibles de operación. Los límites convencionales por ejemplo para un programa fosfático son de 3500 ppm de concentración máxima permisible de sólidos totales para un caldero piro-tubular, pero para visualizar mejor estos valores se tiene a continuación un cuadro con los límites permisibles:

Parámetro	Presión (psi)					
	150	300	600	900	1200	1500
SDT (máx)	4000	3500	3000	2000	500	300
Fosfato (como PO_4)	20 - 60	30 - 60	20 - 40	15 - 20	10 - 15	05 - 10
Hidróxido (como $CaCO_3$)	300-400	250-300	150-200	120-150	100-120	80-100
Sulfito	20 - 60	30 - 60	20 - 30	15 - 20	10 - 15	05 - 10
Sílice (como SiO_2) máx	100	50	30	10	05	03
Hierro total (como Fe) máx	10	05	03	02	02	01
Sustancias orgánicas	70-100	70-100	70-100	50-70	50-70	50-70

Cuando las condiciones lo ameritan, puede usarse quelantes (EDTA o NTA), en lugar de fosfatos para lograr un efecto solubilizador de la dureza y no de precipitación. En ciertos programas, los fosfatos y los quelantes se usan juntos. Cuando se quiere mantener residuos de quelantes, los límites recomendados de control de agua de caldera son: (1) presión de caldera inferior a 400 psi, 4 – 8 ppm; (2) 401 – 600 psi, 3 – 6 ppm; (3) 601 – 1000 psi, 3 – 5 ppm (todos los residuales expresados como $CaCO_3$).

**INFORME TIPICO DE ANALISIS DE AGUA
CON LOS ANIONES Y CATIONES BALANCEADOS**

ION		ppm		ppm	
CATIONES	Calcio	como Ca^{2+}	124	como CaCO_3	310
	Magnesio	como Mg^{2+}	62	como CaCO_3	254
	Sodio y K	como Na^+	76	como CaCO_3	166
	CATIONES TOTALES			como CaCO_3	730
ANIONES	Bicarbonato	como HCO_3^{1-}	250	como CaCO_3	410
	Carbonato	como CO_3^{2-}	0	como CaCO_3	0
	Hidróxido	como OH^{1-}	0	como CaCO_3	0
	Cloruros	como Cl^-	22	como CaCO_3	30
	Sulfato	como SO_4^{2-}	276	como CaCO_3	290
	Nitrato	como NO_3^-	0	como CaCO_3	0
	ANIONES TOTALES			como CaCO_3	730
OTROS	Sílice	como SiO_2	10		
	Fierro	como Fe_2O_3	2.4		
	Total sólidos disueltos		1072		
	Total sólidos suspendidos		10		
	Anhidrido carbónico	como CO_2	17		
	Dureza total			como CaCO_3	564
	Alcalinidad M			como CaCO_3	410
	Alcalinidad P			como CaCO_3	0
pH				7.7	

CONTAMINANTES DEL AGUA

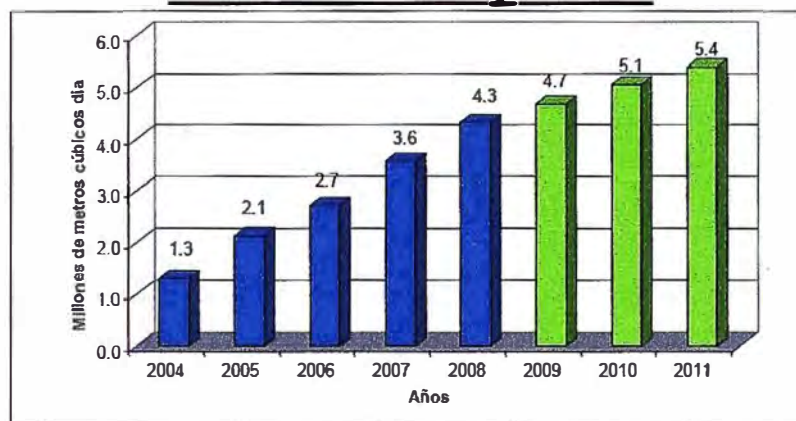
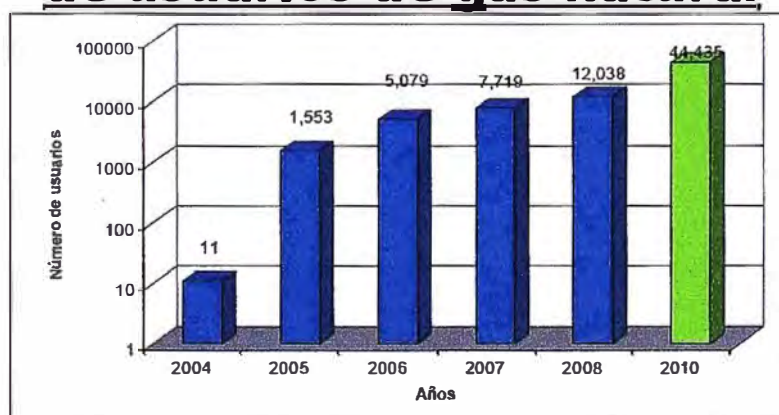
TS	Sólidos totales	Todas las sustancias en el agua excepto CO ₂ , O ₂ y gases.
DS	Sólidos disueltos	Todas las sustancias solubles en el agua excepto gases..
SS	Sólidos en suspensión	Lodos y sustancias que pueden ser filtrados.
PO ₄	Fosfatos	Fosfato sódico.
O ₂	Oxígeno	Gas oxígeno.
SiO ₂	Sílice	Sílice soluble.
Al ₂ O ₃	Alúmina	Alúmina soluble.
Fe y Mn	Fierro y Manganeseo	Todas las formas de fierro y manganeseo.
NH ₃	Amoniaco	Nitrógeno como amoniaco.
NO ₂	Nitritos	Nitrógeno como nitritos.
NO ₃	Nitratos	Nitrógeno como nitratos.
NaCl	Cloruros	Cloruro sódico.
Aceite	Aceite en DS y SS	Aceites totales, animales, vegetales y minerales
DT	Dureza	Sales de calcio y magnesio principalmente.

DISTRIBUCION INTERNA DE UN ABLANDADOR DE AGUA

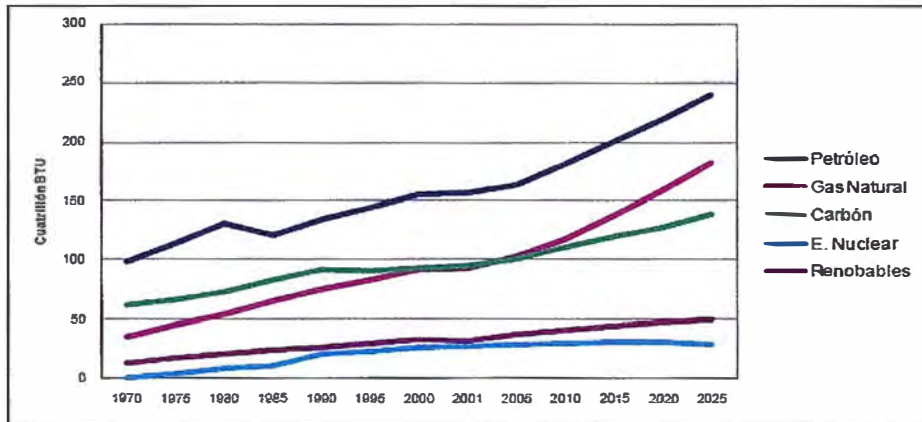


CUADROS COMPARATIVOS DEL GAS NATURAL

(Fuente: Osinerghmin)

Evolución y proyección del consumo de gas natural en Lima y Callao**Evolución y proyección de número de usuarios de gas natural**

Consumo mundial de energía



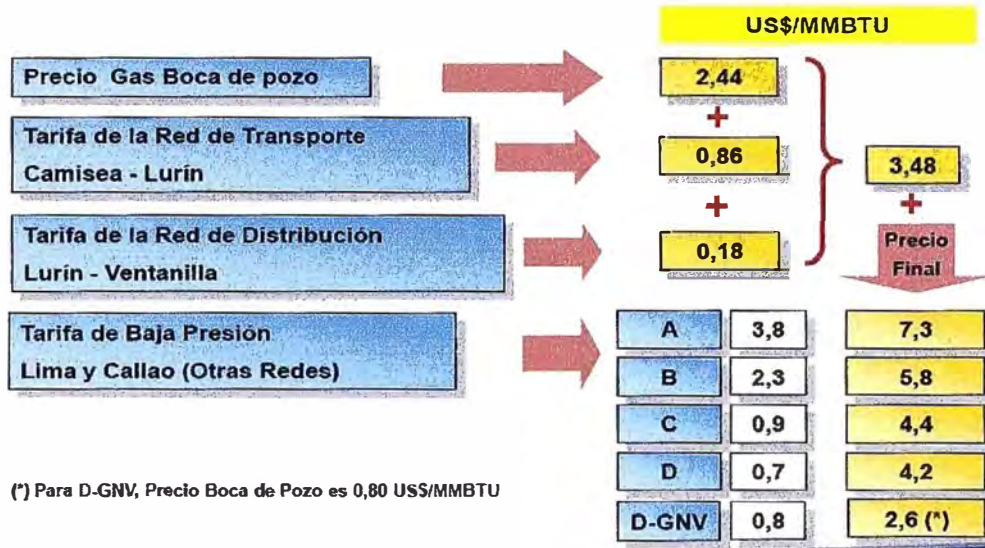
Fuente: BP Statistical review of world energy 2003

Categorías Tarifaria - Distribución

Tarifa de Distribución (Cliente Regulado) Lima y Callao (Otras Redes)		
CATEGORIA TARIFARIA	A	Consumo hasta 300 m3/mes
	B	Consumo 301 - 17,500 m3/mes
	C	Consumo 17,501 - 300,000 m3/mes
	D	Consumo Mas de 300,000 m3/mes
	D-GNV	Independiente del Consumo

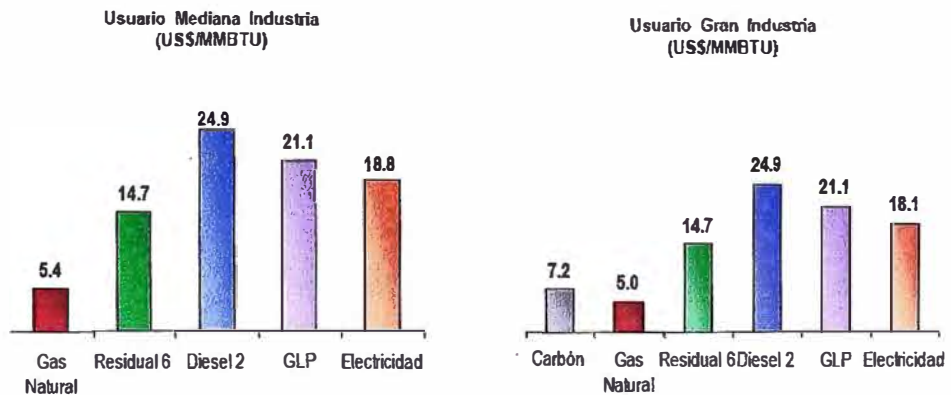
Tarifa de Distribución (Cliente Regulado) Ica		
CATEGORIA TARIFARIA	Residencial	Consumo hasta 300 m3/mes
	Comercio Peq. Industria	Consumo 301 - 19,000 m3/mes
	GNV	Consumo 19,001 - 370,000 m3/mes
	Gran Industria	Consumo 370,001 - 4,000,000 m3/mes
	G. Eléctrica	Consumo 4,000,001 - 30,000,000 m3/mes
	Petroquímica	Consumo Más de 30,000,001 m3/mes

Formación de Precios al Usuario Final Octubre 2008 - Caso de Lima



Comparación por tipo de Combustible y Sector de Actividad

3.- Industrial



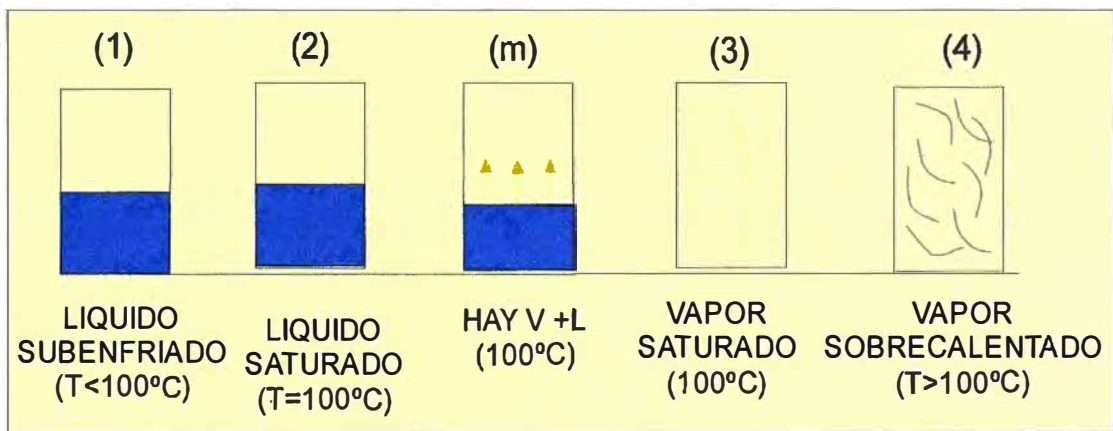
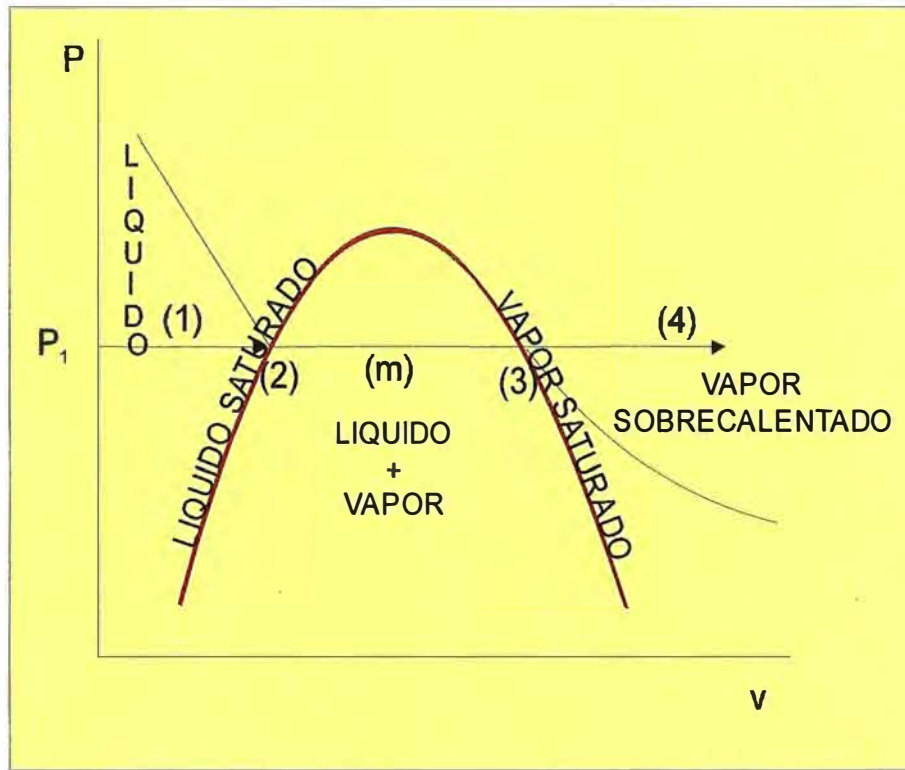


DIAGRAMA DEL AGUA EN LA CALDERA