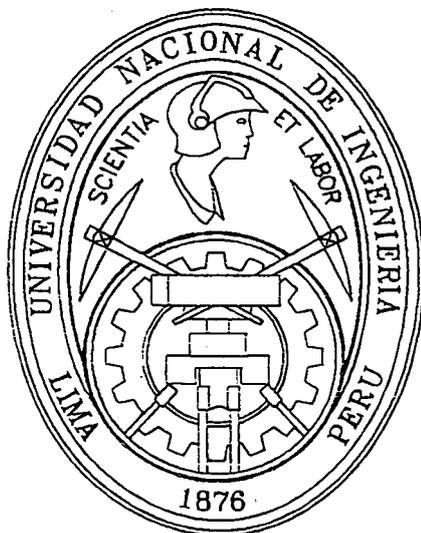


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA QUÍMICA Y MANUFACTURERA**



**“EFICIENCIA ENERGÉTICA DE CALDEROS  
INDUSTRIALES”**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO QUÍMICO**

**POR LA MODALIDAD DE:  
ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS**

*PRESENTADO POR :*  
**BREÑA MALDONADO, JUAN CARLOS**

**LIMA - PERÚ**  
**2002**

**Dedicado a mis Padres y Hermanos**

## **RESUMEN**

En el siguiente trabajo se presenta los conceptos de Eficiencia Energética de Calderos Industriales.

En la primera parte se ve el tratamiento químico del agua para prevenir los problemas que se presentan en la operación de calderos, tales como corrosión, incrustación y arrastre. Luego viene un programa de mantenimiento que nos permite operar un equipo con mejores condiciones de seguridad y evita paradas de planta no programadas.

En la parte ambiental se trata los tipos de contaminantes, sus fuentes y las tecnologías de control de emisiones de calderos.

En un segundo bloque se ve la parte de combustión y eficiencia energética. Se revisa los tipos de combustibles y sus propiedades, la metodología para la optimización energética de calderos, que empieza con la identificación general de la situación, mediciones de parámetros, que nos sirven para realizar la auditoría energética, y nos muestra las medidas para reducir las pérdidas de calor.

En la última parte se revisa la gestión que nos permite usar el procedimiento de evaluación energética de calderos, las técnicas de ahorro de energía y la parte de consultoría energética.

## INDICE

<b>I.</b>	<b>Introducción</b>	<b>7</b>
<b>II.</b>	<b>Aspectos Generales</b>	<b>8</b>
<b>III.</b>	<b>Eficiencia Energética de Calderos Industriales.</b>	<b>9</b>
	<b>3.0 Tratamientos de Agua</b>	<b>9</b>
	<b>3.1 Prevención de Corrosión Interna por Oxígeno</b>	<b>10</b>
	3.1.1 Eliminación Química de Oxígeno por Sulfito de Sodio	11
	3.1.2 Eliminación Química de Oxígeno por Hidracina	12
	<b>3.2 Control de pH</b>	<b>12</b>
	<b>3.3 Depósitos Internos</b>	<b>14</b>
	3.3.1. Tratamiento	15
	3.3.2. Pretratamiento	15
	3.3.3. Pretratamiento de Agua de Caldera para prevenir Depósitos Dañinos	16
	3.3.4. Tratamiento Interno del Agua de Caldera	16
	3.3.5. Tratamiento Convencional	16
	3.3.6. Tratamiento de Fosfato Coordinado	17
	3.3.7. Tratamiento Volátiles con Fosfato Suplementario	17
	3.3.8. Quelantes	18
	<b>3.4. Controles</b>	<b>19</b>
	3.4.1. Arrastre	20
	3.4.2. Purgas	20
	<b>4.0 Mantenimiento</b>	<b>22</b>
	4.1. Programa de Mantenimiento Diario	23
	4.2. Programa de Mantenimiento Mensual	24
	4.3. Programa de Mantenimiento Anual	24
	<b>5.0. Control Ambiental</b>	<b>25</b>
	<b>5.1. Fuentes de Emisiones</b>	<b>26</b>
	<b>5.2. Tipos de Contaminantes</b>	<b>26</b>
	5.2.1. Óxidos de Azufre	27
	5.2.2. Óxidos de Nitrógeno	27

5.2.3.	Monóxido de Carbono	28
5.2.4.	Material Particulado	28
5.2.5.	Compuestos Orgánicos Volátiles	28
5.2.6.	Materiales Tóxicos y Riesgosos	29
<b>5.3.</b>	<b>Tecnologías de Control de Emisiones</b>	<b>29</b>
5.3.1.	Control de SO <sub>2</sub>	29
5.3.2.	Control de NO <sub>x</sub>	30
5.3.3.	Control de Partículas	32
<b>6.0.</b>	<b>Combustión</b>	<b>33</b>
<b>6.1.</b>	<b>Combustibles</b>	<b>35</b>
<b>7.0.</b>	<b>Metodología para la Optimización Energética de Calderas</b>	<b>38</b>
<b>7.1.</b>	<b>Auditoría Energética</b>	<b>38</b>
7.1.1.	Identificación General	39
<b>7.2.</b>	<b>Mediciones Instrumentales</b>	<b>39</b>
7.2.1.	Toma de Mediciones Instrumentales	40
7.2.2.	Tolerancias Recomendadas para Mediciones Instrumentales	41
7.2.3.	Medición de Flujos	41
<b>7.3.</b>	<b>Medición de Composición de Gases</b>	<b>42</b>
7.3.1.	Aparato Orsat	43
7.3.2.	Aparato Fyrite	43
7.3.3.	Analizadores Continuos	44
7.3.4.	Medidores de Inquemados Sólidos	45
<b>7.4.</b>	<b>Cálculo de Eficiencia Térmica</b>	<b>45</b>
7.4.1.	Método Directo	47
7.4.2.	Método Indirecto	48
<b>7.5.</b>	<b>Eficiencia de Combustión</b>	<b>55</b>
<b>7.6.</b>	<b>Balance Térmico</b>	<b>56</b>
<b>7.7.</b>	<b>Medidas para Reducir las Pérdidas de Calor</b>	<b>56</b>
<b>7.8.</b>	<b>Cálculo de Ahorro de Combustible.</b>	<b>61</b>
<b>8.0.</b>	<b>Generación y Distribución de Vapor</b>	<b>61</b>

<b>8.1.</b>	<b>Procedimiento de Evaluación Energéticas de Calderas</b>	<b>63</b>
<b>8.2.</b>	<b>Técnicas de Ahorro de Energía en Sistemas de Vapor</b>	<b>63</b>
8.2.1.	Regulación Exceso de Aire	64
8.2.2.	Reducción de la Presión de Vapor	66
8.2.3.	Reducción de Formación de Depósitos	67
8.2.4.	Recuperación Condensados	68
8.2.5.	Uso del Condensador de Vapor por Contacto	68
8.2.6.	Uso del Vapor Flash	69
8.2.7.	Reducción de Fugas de Vapor	69
8.2.8.	Mantenimiento de trampas de Vapor	69
8.2.9.	Mejoramiento del Aislamiento	71
<b>9.0.</b>	<b>Consultoría Energética</b>	<b>71</b>
<b>9.1.</b>	<b>Fundamentos</b>	<b>71</b>
<b>9.2.</b>	<b>Clasificación de Sistemas Energéticos</b>	<b>71</b>
<b>9.3.</b>	<b>Principio de Análisis Energético</b>	<b>72</b>
9.3.1.	Análisis Energético Preliminar	73
9.3.2.	Procedimiento de Recopilación de Datos	73
9.3.3.	Evaluación de la Información Recopilada	74
9.3.4.	Análisis Detallado	74
<b>IV.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>75</b>
<b>V.</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>77</b>
	<b>Anexos de Gráficos para tratamiento Químico</b>	<b>78</b>

## **I. INTRODUCCIÓN**

La conciencia de que los recursos energéticos mundiales son limitados, ha provocado que se revisen las políticas energéticas, y se tomen medidas de ahorro y de un manejo responsable de estos recursos no renovables.

La industria participa aplicando las nuevas técnicas con el fin de emplear mejor estos recursos creando más valor para las empresas.

Los sistemas de vapor ofrecen muchas oportunidades para mejorar. Existe una variedad de medidas, tecnologías eficientes y buenas prácticas que abren la posibilidad de eficacia y ayudan a la productividad y a la rentabilidad.

Mejorando la eficiencia energética de las plantas generadoras de vapor, se ofrece una oportunidad de mejorar la productividad y reduce muchos costos asociados con la producción.

En la industria cada oportunidad de ahorro se vé pequeña, pero sumando la energía ahorrada se verá que el ahorro, es significativo.

Después de que los combustibles se queman, las emisiones son arrojadas a la atmósfera, causando la polución del aire y el calentamiento global.

Las nuevas regulaciones ambientales demandan un control más estricto en el buen uso de la energía.

A continuación se desarrolla todos los aspectos concernientes al ahorro energético y mejora de la eficiencia en equipos generadores de vapor.

## **II. ASPECTOS GENERALES**

La eficiencia del caldero es el porcentaje de la energía del combustible que es convertido en vapor. Las pérdidas de energía son causadas por el desperdicio de calor que hace ineficiente el proceso. Por eso, reducir las pérdidas es una de las grandes oportunidades de ahorro en la generación de vapor.

Muchos factores, interfieren con una eficiente producción del vapor. Se debe preparar a los operadores para que tomen conciencia de las oportunidades que se tienen para mejorar.

La combustión incompleta y pérdida de calor por la superficie externa de la caldera causa mayores costos de producción

Se requiere:

Minimizar el exceso de aire en la combustión

Mantener las superficies de transferencia de calor limpias

Instalar equipos que permitan aprovechar al máximo el calor de los gases de combustión.

Algunos calderos no son apropiadamente operados ni mantenidos, por lo cual la eficiencia se ve disminuida, nos corresponde tomar medidas para lograr un buen desempeño en la generación de vapor, a través de la implementación de sistemas de gestión y la aplicación de técnicas de producción más limpia.

### **III. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE CALDEROS INDUSTRIALES**

#### **3.0 TRATAMIENTO DE AGUA**

Los problemas encontrados en el lado del agua en calderas y sistemas de vapor incluyen la formación de incrustaciones y otros depósitos, corrosión, y espumaje. La incrustación y otros depósitos en las superficies de transferencias de calor pueden causar pérdidas en la eficiencia térmica de la caldera y puede hacer que la temperatura de los metales de la caldera se incremente. Bajo condiciones incrustantes, la temperatura puede volverse lo suficientemente alta para causar fallas de metal debido al sobrecalentamiento. La corrosión en las calderas y sistemas de vapor también puede causar daños en los metales de la caldera y dañar las líneas de vapor y de retorno de condensado, mientras el espumaje del agua de caldero puede causar arrastre de impurezas del agua de caldero, sólidas y líquidas, al sistema de vapor, pudiendo formar depósitos en los recalentadores, turbinas u otras partes del sistema, y contaminar el proceso o material en el cual el vapor es usado.

Estos problemas, asociados con el agua de alimentación y el agua de caldera que ocasiona perturbaciones en la operación de una caldera, pueden sin embargo, ser prevenidos con un tratamiento apropiado del agua, el cual involucra un pretratamiento y tratamiento interno. El tratamiento de agua, es entonces una forma de mantenimiento preventivo.

Pero cualquier tratamiento dirigido a uno solo de estos problemas puede afectar a los otros, sea en forma favorable o desfavorable. Todos los factores involucrados deben por eso, ser considerados antes de seleccionar algún método de tratamiento. La presión de operación es uno de esos factores. Reacciones químicas, solubilidad de los químicos y la descomposición térmica de los químicos son todos afectados por más altas temperaturas de saturación asociadas con más altas presiones de operación. Menos contaminantes pueden ser tolerados en el agua de alimentación y agua de caldera a mayores presiones de operación. Los límites recomendados son mostrados en la tabla I y II.

**Tabla I****Límites de Calidad del Agua de Alimentación**

Presión, psi	0- 600	600 - 1,000	1,000 - 1,500	1,500 - 2,000
pH	7.0 - 9.5	8.0 - 9.5	8.5 - 9.5	*8.5 - 9.2 **9.3 - 9.5
Oxígeno, ppm	0.007	0.007	0.007 (pref. 0)	0.007 (pref. 0)
Fe, ppm (2)	0.1	0.05	0.01	0.01
Cu, ppm (3)	0.05	0.03	0.005 Max	0.005 Max
Dureza Total , ppm (4)	0	0	0	0
Sílice, ppm	5.0 - 3.6 (1)	3.6 - 0.9 (1)	0.07 - 0.25	0.02 - 0.07
Orgánicos, ppm (5)	0	0	0	0

\* Con aleaciones de cobre en los calentadores del agua de alimentación

\*\*Con Acero al carbono en los calentadores del agua de alimentación

(1) Estos valores basados en la sílice del agua de caldero y una purga asumida del 10%

(2) Hierro Total como Fe

(3) Cobre Metálico

(4) Indica lo más cercano posible al cero

(5) Indica lo más cercano posible al cero como Carbón Orgánico Total(TOC)

### 3.1 PREVENCIÓN DE CORROSION INTERNA POR OXÍGENO

El acero al carbono es protegido por una reacción química fundamental hierro-agua que forma un film protector de óxido de hierro magnético en las superficies internas metálicas. Una pequeña cantidad de hierro reacciona con agua hasta que el film protector es formado. Una vez que el film está establecido, la reacción virtualmente se detiene y no se reanuda hasta que el film es perturbado o removido. Si el film es química o mecánicamente removido, la reacción hierro-agua empieza de nuevo para construir el óxido protector. Esta, por supuesto - remueve mas hierro de la superficie de las partes de la caldera, y si se permite que continúe, adelgazará definitivamente el metal. Es por eso muy importante,

mantener dentro de los límites los químicos en el agua del caldero, para evitar la remoción química del film protector de óxido de hierro magnético en las superficies internas metálicas. La forma más común de corrosión es aquella causada por la presencia de oxígeno en el ciclo agua-vapor. La forma más lógica de prevenir la corrosión debido al oxígeno disuelto es eliminar la entrada de oxígeno al ciclo tanto como sea posible, por expulsión a la primera oportunidad del oxígeno que inevitablemente ha entrado al ciclo. El método más común de expulsión de gases corrosivos oxígeno y dióxido de carbono es por desaireación física o mecánica del agua de alimentación. Es de suma importancia que este equipo funcione sobre el rango de carga del caldero. La concentración de oxígeno en la salida del desaireador debe ser menor de 0.007 ppm. Para mayor seguridad contra el efecto destructivo del oxígeno disuelto, suficiente cantidad de compuesto químico removedor de oxígeno debe ser agregada al agua de alimentación después del desaireador para mantener un residual de químicos dentro de la caldera. El residual es un indicador que todo el oxígeno ha sido removido, y también sirve como una reserva para condiciones de perturbación.

### **3.1.1 ELIMINACIÓN QUÍMICA DE OXÍGENO POR SULFITO DE SODIO**

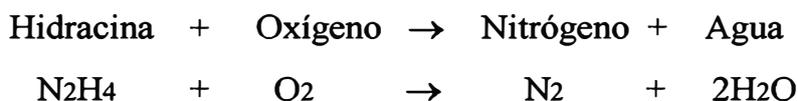
El sulfito de sodio es muy efectivo para la eliminación química de oxígeno a presiones debajo de 1,800 psig. Reacciona con el oxígeno para formar sulfato de sodio, una sal de caldero relativamente inocua. El sulfito de sodio puede ser agregado directamente al caldero por la línea de alimentación de químicos. Pero para mayor protección al economizador y a los calentadores del agua de alimentación, el sulfito debería agregarse antes de estos componentes, pero no antes del desaireador.

La descomposición química del sulfito de sodio a mayores temperaturas de saturación asociadas con altas presiones hace imposible mantener un residual de sulfito en el agua de caldero para una adecuada protección a presiones encima de 1,800 psig.

Al hecho que sea difícil mantener un residual de sulfito a presiones encima de 1,800 psig, se suma la descomposición térmica del sulfito de sodio que produce sulfuro de hidrogeno y dióxido de azufre, los cuales se redisuelven en el condensado llevando a condiciones ácidas al sistema. Areas críticas son aquellas donde la condensación se lleva a cabo.

### **3.1.2. ELIMINACIÓN QUÍMICA DE OXÍGENO POR HIDRACINA**

La ventaja de la Hidracina es que su descomposición y sus productos de reacción con oxígeno disuelto son volátiles y tienden a formar una solución alcalina con el agua. Por eso, ellos no agregan contenidos de sólidos disueltos al agua de caldero. La reacción global entre la Hidracina y el oxígeno es expresada en la siguiente reacción:



Se puede ver en la reacción que una parte de  $\text{N}_2\text{H}_4$  reaccionará con una parte de oxígeno, sin embargo, debe entenderse que esta reacción es función de tiempo, temperatura, y concentración. Debido a la volatilidad de la Hidracina y a su descomposición a altas temperaturas, solo un pequeño residual (unas centésimas de ppm) pueden mantenerse en el agua de caldera. Con esta pequeña cantidad de Hidracina disponible, solo mínimas cantidades de oxígeno se pueden permitir que ingrese al sistema.

### **3.2. CONTROL DE pH**

La corrosión del acero es acelerada cuando el agua se vuelve más ácida, especialmente a altas temperaturas. Es por eso importante mantener cierto valor de pH mínimo en el agua de alimentación y en el agua del caldero. El pH del agua de alimentación debe ser controlado en el rango de 8,5-9,5 para reducir el recojo de hierro y cobre en el sistema condensado-agua de alimentación. En calderas que utilizan fosfato para el ablandamiento interno, el pH debe ser mantenido lo

suficientemente alto para asegurar la precipitación del deseable insoluble fosfato de calcio. Sin embargo, debe notarse que a muy altas presiones, la corrosión puede ser acelerada si el pH es muy alto.

Los neutralizantes químicos más usados para controlar el pH del condensado-agua de alimentación son:

Amoniaco

Morfolina

Ciclohexilamina

Hidracina

Estos químicos son alcalinizantes volátiles los cuales destilan con el vapor y neutraliza las trazas de ácidos formados en el condensado. La Hidracina está incluida con los alcalinizantes volátiles, además de ser un secuestrante de oxígeno, se descompone a la temperatura de operación del caldero (empezando los 400 °F-204.4°C) en Amoniaco de acuerdo a la siguiente reacción:

Hidracina → Nitrógeno + Hidrogeno + Amoniaco



La experiencia demuestra que cuando se usa Hidracina el pH del condensado se estabiliza en el rango de 8.5-9.5, debido a la formación del amoniaco. Dependiendo del residual de Hidracina mantenida en la entrada del economizador. El control apropiado de pH y la selección del neutralizante químico solo puede ser determinado por un estudio crítico de los materiales del sistema del condensado-agua de alimentación, y en la base de la concentración de hierro y cobre en el agua de alimentación, los cuales pueden ser un indicador del ataque a los materiales del sistema.

En general, un pH alto (debido a la concentración de amoniaco) es considerado más agresivo para las aleaciones de cobre pero más protectoras para superficies de acero al carbono. Por eso en sistemas que tengan ambos materiales, el pH apropiado solo puede recomendarse luego de alguna experimentación.

De los alcalinizantes, la morfolina es la que tiene la relación de distribución vapor a líquido más favorable, esto es, se disuelve rápidamente en el primer condensado formado en la turbina, en el condensador, calentadores de agua de alimentación, etc. Su temperatura de descomposición es encima de los 1,000 °F. A mayor temperatura de vapor, la formación de amoniaco en el ciclo se incrementa. Los productos de descomposición de la morfolina y la ciclohexilamina contienen pequeñas cantidades de amoniaco.

Cuando las condiciones del agua de alimentación o agua de caldera cambia repentina y drásticamente, perturbaciones temporales pueden producirse causando algunos problemas. Por eso, cualquier cambio en el tratamiento del agua de alimentación debe ser hecho gradualmente y con cercana observación. Cuando se inicia la adición de Hidracina por primera vez, el dosaje inicial debe ser pequeño y la concentración de hierro y cobre en el agua de alimentación debe ser cuidadosamente monitoreada. Si las concentraciones de hierro y cobre en el agua de alimentación aumentan significativamente, la purga debe ser incrementada. Desde que algunas veces las condiciones para estabilizarse requiere días o semanas, los resultados deben ser observados por un periodo significativo antes de que sus efectos puedan ser evaluados apropiadamente.

### **3.3. DEPÓSITOS INTERNOS**

La fuente principal de depósitos en calderas es la materia mineral disuelta en el agua de alimentación. Los depósitos internos varían en sus características tanto físicas y químicas. Ellos difieren en grados, todos son barreras para la transferencia de calor e impiden que se mojen las superficies de los tubos con agua, elevándose la temperatura del tubo de metal.

Por un lado están los depósitos duros y densos, llamados incrustaciones, que se adhieren a la superficie de la caldera expuestas al agua, son impermeables al agua y pobres conductores de calor. Cuando estas se forman en zonas de alta transferencia de calor, el resultado son fallas de tubos por sobrecalentamiento. Las fallas pueden ser resultado de rápido calentamiento donde ocurre considerable hinchamiento y adelgazamiento de las paredes de los tubos. Si las fallas son por

un largo período de calentamiento, puede haber o no un pequeño hinchamiento y adelgazamiento del tubo.

De otro lado están, los depósitos suaves y porosos los cuales permiten al agua de caldera mojar la superficie del tubo. El resultado es la concentración de los constituyentes del agua de caldera en la superficie del tubo. Si los constituyentes son formadores de incrustación mas incrustaciones se formarán. Si son cáusticos, se llevarán a cabo, corrosión bajo los depósitos.

Los depósitos no adherentes son llamados lodos, y pueden ser eliminadas a través de las purgas.

### **3.3.1. TRATAMIENTO**

Mucho del tratamiento del agua de alimentación está dedicado a la eliminación de materiales formadores de depósitos y del tratamiento de estas pequeñas cantidades que logran ingresar a la caldera para hacerlas inofensivas. Los equipos de pretratamiento son usados para eliminar tanto como sea posible los materiales formadores de depósitos. El tratamiento interno maneja las trazas que logran pasar el equipo de pretratamiento y también protege la caldera de paradas temporales del sistema de pretratamiento, fuga de condensado y contaminación del sistema de retorno de condensado. En ningún caso el tratamiento interno del agua de caldera sustituye al pretratamiento.

### **3.3.2. PRETRATAMIENTO**

Cuando la presión de operación y el porcentaje de agua de reposición se incrementa, es también imperativo incrementar la calidad de agua de reposición. Como una guía para operaciones libres de problemas, los límites de calidad de agua de alimentación indicada en la tabla I deberían ser estrictamente seguidos.

El tipo de pretratamiento necesario para obtener estos límites depende casi enteramente de la calidad y cantidad del agua de reposición al sistema. El tipo de pretratamiento puede incluir clarificación y filtración, cal-soda fría y caliente, ablandamiento, desmineralización, o evaporación.

### **3.3.3. PRETRATAMIENTO DE AGUA DE CALDERA PARA PREVENIR DEPÓSITOS DAÑINOS**

Para calderas operando en rangos de presión de 1,000 psi o mayores, son requeridos controles más estrictos para obtener la calidad del agua de alimentación que es necesaria. El tratamiento del agua de reposición debería ser de calidad evaporativa o desmineralizada. Una planta de desmineralización tiene la ventaja de ser capaz de producir una agua de alta calidad sin tener pérdidas de calor. Sin embargo cuando el agua cruda es particularmente alta en contaminantes, habría una ventaja económica al usar un evaporador. El uso de sistemas de pulido de condensado para asegurar mínimos niveles de materiales disueltos y suspendidos en el ciclo también provee la ventaja adicional de reducir el tiempo de arranque.

### **3.3.4. TRATAMIENTO INTERNO DEL AGUA DE CALDERA**

Hay varios métodos para el tratamiento interno del agua de caldero. Pero la decisión final sobre el tipo de tratamiento a usar en una caldera en particular debe estar basada en el abastecimiento de agua cruda, historial de pérdida de condensado, el porcentaje de agua de reposición requerida, y la naturaleza del retorno de condensado, entre otros factores.

### **3.3.5. TRATAMIENTO CONVENCIONAL**

Este tipo de tratamiento involucra la adición de fosfato y alcalinizantes a través de la línea de alimentación de químicos al drum de vapor. El cáustico es agregado al agua de caldera para mantener el pH en el rango de 10.2-11.2. El propósito de agregar fosfato al agua de caldera es precipitar los constituyentes de dureza bajo las condiciones apropiadas de pH. El calcio reacciona con el fosfato para precipitar fosfato de calcio como hidroxyapatita (hidroxyapatita de calcio  $\text{Ca}_{10}(\text{PO}_4)_6(\text{OH})_2$ ). Este es un precipitado floculante que tiende a ser menos adhesivo a las superficies de la caldera que el simple fosfato tricálcico el cual es precipitado debajo de un pH 10.2. También, los hidróxidos reaccionan con el magnesio para formar hidróxido de magnesio o brucita  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ . Este precipitado

se forma en vez del fosfato de magnesio a un pH por encima de 10.5 y es considerado menos adherente que el fosfato de magnesio.

Para controlar la reacción y obtener el precipitado deseado, la adición de fosfato y la alcalinidad deben ser cuidadosamente determinadas y controladas.

### **3.3.6. TRATAMIENTO DE FOSFATO COORDINADO**

En este tratamiento no se agrega hidróxidos libres al agua de caldera. El gráfico 5 muestra la concentración de fosfato versus el pH resultante cuando el fosfato trisódico se disuelve en agua. Puntos en esta curva Whirl-Purcell (relación-molar= 3) indican que todo el fosfato existe como fosfato trisódico. Pruebas de laboratorios muestran que los cristales que precipitan de una solución de fosfato trisódico a elevadas temperaturas contienen algo de fosfato disódico y que el líquido supernatante contiene hidróxido de sodio. La misma prueba también indica que a relaciones molares de 2.6 o menos, hidróxidos libres no se forman en el líquido supernatante. Para asegurar que no hay cáusticos libres, se recomienda una concentración de fosfato que corresponda a una relación molar de sodio a fosfato de 2.6.

Cuando se usan químicos de grado comercial se debe tener cuidado en calcular el peso a agregar para obtener la relación molar apropiada desde que los fosfatos están en forma hidratada como  $\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{Na}_2\text{HPO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ . Una mezcla de 65%  $\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$  y 35%  $\text{Na}_2\text{HPO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$  corresponde a una relación molar de Na a  $\text{PO}_4$  de 2.6. Al controlar el fosfato, debería ser el pH también bajo, pudiendo ser corregido incrementando la relación de fosfato trisódico a fosfato disódico. Si el pH es alto, esta condición puede ser corregida decreciendo la relación.

### **3.3.7. TRATAMIENTO VOLÁTIL CON FOSFATO SUPLEMENTARIO**

Este tipo de tratamiento es idéntico al tratamiento con volátiles excepto que un pequeño residual de fosfato es arrastrado. Cuanto fosfato que puede ser arrastrado sin un excesivo cambio de ocultamiento (mayor que 5 ppm) en la concentración de fosfato entre carga alta y baja varía a veces entre unidades de calderas aún a la misma presión de operación. Por eso se recomienda de 3 a 10 ppm como  $\text{PO}_4$

como el rango de concentración que no producirá excesivo ocultamiento. El fosfato es agregado para que reaccione con cualquier residual de dureza que pueda escapar de la planta de pretratamiento. El pH del agua de alimentación es usualmente mantenida en un valor entre 8.5-9.5 y el agua de caldero en un valor entre 9-10. Cuando trazas de impurezas entre al ciclo con el agua de reposición, el fosfato precipitará produciendo hidróxido libre. Si el tratamiento fosfato suplementario es usado, será necesario agregar di o mono fosfato de sodio para controlar el hidróxido libre. Generalmente el hidróxido libre se mantiene dentro de 0-1 ppm.

### **3.3.8. QUELANTES**

Este método de tratamiento se ha vuelto muy popular en los últimos años entre los operadores de los calderos. Brevemente estos agentes orgánicos reaccionan con los iones residuales de metales divalentes (calcio y magnesio) en el agua de alimentación para formar complejos solubles que son eliminados a través de las purgas continuas.

Al usar este tratamiento se deben tener ciertas precauciones. Los agentes quelantes no quelatan iones de hierro férrico ni cobre. Desde que la presencia de agentes quelantes y oxígenos juntos en la caldera o ciclo de prehervido puede resultar en corrosión, es imperativo que una buena desaireación sea obtenida todo el tiempo y algo se debe hacer para proteger la caldera del oxígeno durante todo el tiempo en periodos de parada.

La experiencia indica que es difícil controlar la alimentación de quelantes basados en el residual de quelantes en el agua de caldero. El exceso de quelantes atacará las superficies limpias del caldero. La cantidad de quelante añadida debería estar basada en el conocimiento de la cantidad de dureza en el agua de alimentación con el objeto de mantener un valor residual de quelante de aproximadamente de 1 ppm en el agua de caldero. Para proteger al caldero de perturbaciones, resultados de fugas del intercambiador de calor o problemas de la planta de agua de reposición, se debe mantener un residual de fosfato en el agua de caldero, agregado a través de la línea de alimentación de químicos, recomendándose una

concentración de 15-30 ppm. La superficie interna del caldero debe ser inspeccionada tanto como sea posible. Si la inspección indica que la caldera esta acumulando depósitos de lodos, la alimentación de quelantes debe ser incrementada de 1 a 2 ppm. Si la caldera esta excepcionalmente limpia y reluciente es evidente que la alimentación de quelantes debe disminuirse. La presencia de un polvo gris claro en la superficie interna del caldero parece ser la condición ideal.

Las líneas de alimentación de químicos del caldero no podrían no ser adecuadas para el manejo de quelantes. Se debe reemplazar por acero inoxidable o algún material resistente a la corrosión.

### **3.4. CONTROLES**

Para una operación segura y eficiente de calderas a presiones mayores de 1,000 psig, es necesario un continuo monitoreo de la calidad del agua. Una detección temprana de cualquier contaminación que entre al ciclo es esencial para corregir inmediatamente antes de que la caldera y sus equipos sean dañados.

La conductividad eléctrica, la inversa de la resistencia, es un medio rápido para verificar la contaminación en una muestra de agua. La conductividad eléctrica de una muestra de agua es la medida de su habilidad para conducir corriente eléctrica, y se puede relacionar con sólidos disueltos ionizables en el agua. El micromho es normalmente la unidad de medida. Para la mayoría de las sales a bajas concentraciones, 2 micromhos equivale a 1 ppm de concentración corregido a 77°F.

Para calderas de alta presión, la conductividad del condensado debe estar entre 0.2 a 0.5 micromhos. Un valor mayor a este límite indica la presencia de alguna fuga de condensado o la contaminación de otra fuente. La fuente de contaminación debe ser investigada y remediada en la primera oportunidad.

El oxígeno disuelto debe ser monitoreado a la descarga de la bomba de condensado y salida del desaireador. Debajo de 1,800 psig de presión de operación donde es usado sulfito de sodio como secuestrante de oxígeno y

tratamiento de agua convencional o coordinado, la bomba de alimentación de sulfito debe ser manualmente ajustada basada en los análisis químicos periódicos. Encima de los 1,800 psig de presión de operación donde se usa hidracina como secuestrante de oxígeno y el tratamiento de agua con volátiles es usado, la bomba de hidracina debe ser controlada por el analizador de hidracina o de oxígeno. El pH del agua de alimentación es monitoreado en la entrada del economizador y en la descarga de la bomba del condensado. Las bombas de inyección de químicos son ajustadas manualmente para mantener el pH apropiado para los sistemas de tratamiento de fosfato convencional y coordinado.

#### **3.4.1. ARRASTRE**

Arrastre, es cualquier contaminante sólido, líquido o vapor que sale de la caldera con el vapor. El arrastre de agua de caldero con el vapor causa problemas en las válvulas, recalentadores y puede contaminar las líneas de procesos y afectar la calidad del producto. La pureza del vapor se refiere a la cantidad de contaminantes sólidos, líquidos o vapores en el vapor. Un vapor de alta pureza contiene muy pocos contaminantes. Normalmente la pureza del vapor es reportada como el contenido de sólidos. La pureza del vapor no debe ser confundida con la calidad del vapor. La calidad de vapor es una medida de la cantidad de humedad del vapor.

Existen dos términos para el arrastre; "Carry over" utilizado para describir un arrastre continuo y "Priming" para describir un arrastre violento y discontinuo.

#### **3.4.2. PURGAS**

La purga de caldero es la remoción de agua de un caldero, su propósito es controlar los parámetros del agua del caldero dentro de límites previstos para minimizar la incrustación, corrosión, arrastre y otros problemas específicos.

En muchas plantas la cantidad y frecuencia de purgas son determinadas por análisis químicos de la purga continua de la caldera y la cantidad de purga depende de la calidad de agua de alimentación y la cantidad de vapor generado.

En operaciones regulares, los economizadores y las paredes de los cabezales de las chimeneas nunca deben ser purgadas en el sentido ordinario mientras la unidad está en servicio. Las válvulas de estas partes presurizadas están previstas para servir solo como válvulas de drenaje y deben estar cerradas con seguro mientras la caldera está en servicio.

Las válvulas de purga o cualquier válvula de drenaje que permita que agua caliente o vapor bajo presión fluya dentro de una línea relativamente fría, deben ser abiertas lenta y gradualmente, de modo que en al menos un minuto sea abierta una línea de drenaje de media pulgada, de una unidad de 1,000 psig desde el momento en que el medio caliente empieza a venir hasta que la línea es abierta completamente para la purga completa. Proporcionalmente mayor tiempo es requerido para presiones mayores y espesores. Si la persona que abre las válvulas de purga no puede ver el indicador de nivel, un asistente debe ubicarse para que observe el nivel e indique el termino de la cantidad deseada de purga.

La desventaja de la purga intermitente, tales como la variación de la concentración y el no poder advertir la cantidad de agua purgada mientras la caldera esta en alta carga, ha traído el incremento en el uso de purgas continuas. Esta consiste de una conexión de pequeño tamaño con una válvula adecuadamente regulada u orificio, ubicada de tal forma que no afecte negativamente la circulación de la caldera. Este método permite descargar continuamente pequeñas cantidades de agua y permite ajustes fáciles de la cantidad indicada por análisis químicos de rutina.

La concentración de sólidos disueltos y suspendidos debe ser controlada para prevenir el espumaje y reducir la carga de lodos. Esto se logra con las purgas en las cuales el agua salina del caldero es purgada al desagüe, agua de alimentación entrante reemplaza al agua perdida en la purga y diluye el agua concentrada del caldero. Es necesario un cuidadoso control y limitación de las purgas, para mantener máxima eficiencia del caldero. Las purgas continuas proveen el mejor control de contenido de sólidos. Las purgas intermitentes ayudan a remover los lodos, pero a veces resulta en fluctuaciones antieconómicas de los sólidos totales disueltos. La siguiente formula puede ser usada para determinar la cantidad de

purga necesaria para mantener los sólidos totales disueltos en la concentración máxima deseada:

$$P = 100 * A / ( S - A )$$

P: Purga como porcentaje de agua evaporada

A: Sólidos Totales Disueltos en el Agua de Alimentación en ppm

S: Máximo deseable de Sólidos Totales Disueltos en el Caldero en ppm

**Tabla II: Máximo contenido de Sólidos Totales recomendados para calderos.**

<b>Presión p.s.i.</b>	<b>Sólidos Totales ppm como CaCO<sub>3</sub></b>	<b>Sólidos Suspendidos ppm como CaCO<sub>3</sub></b>
0-300	3,500	300
301-450	3,000	250
451-600	2,500	150
601-750	2,000	100
751-900	1,500	60
901-1,000	1,250	40
1,001-1,500	1,000	20
1,501-2,000	750	10
Sobre 2,000	15	5

#### **4.0. MANTENIMIENTO**

El mantenimiento rutinario es un elemento importante en la optimización de la producción y vida de un generador de vapor. Cuando se integra en una unidad de operación en marcha y a un programa de inspección y supervisión se maximiza la seguridad, confianza, disponibilidad, eficiencia y protección ambiental.

La base fundamental de un correcto mantenimiento es un control estricto del tratamiento de agua de caldera. Es importante llevar un registro de funcionamiento de la caldera, anotándose registros pertinentes al tratamiento de

agua, análisis, presión del combustible, presión de aire, temperatura de chimenea, etc.; que son guías para determinar el desempeño del equipo.

#### **4.1. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DIARIO**

Hacer inspección completa de la sala de calderas, revisando tuberías y válvulas con el fin de detectar fugas. Comprobar que todos los elementos (controles, motores, bombas) funcionen correctamente.

Purgar la caldera con regularidad de acuerdo con lo requerido, la frecuencia de las purgas depende de la cantidad y calidad del agua de alimentación y del tipo de servicio de la caldera.

Purgar el control de nivel de agua (columna de agua) y visor seis veces al día o por lo menos una vez por turno, abriendo las válvulas de la purga respectiva por aproximadamente 4 segundos. Esto se hace con la finalidad de mantener las conexiones de la columna de agua y visor libre de lodos que podrían ocasionar fallas de estos instrumentos de control.

Comprobar que el funcionamiento del control de nivel al hacer la purga en el paso anterior, de tal forma que funcione el corte por bajo nivel estando el quemador prendido en fuego bajo.

Hacer soplar manualmente las válvulas de seguridad, se puede realizar cada 2 días.

Verificar la lubricación del compresor de aire que se emplea en la atomización.

En el arranque de la caldera, verifique que el encendido sea correcto y que se complete perfectamente su ciclo, produciéndose un arranque sin explosión.

Revisar las condiciones de fuego visualmente y para diferente carga.

Revisar la adición de productos químicos de tratamiento de agua (interno), verificando las cantidades precisas.

#### **4.2. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MENSUAL**

Limpiar cuidadosamente el polvo de los controles eléctricos y revisar los contactos de los arrancadores, estando completamente desenergizada la caldera.

Limpiar el filtro de combustible y verificar el estado de la empaquetadura de su tapa.

Limpiar los filtros de agua de alimentación de la caldera, los cuales pueden estar situados en el mismo ablandador o en recipiente aparte.

Vaciar el tanque de alimentación de la caldera (tanque de condensado). Quitar la válvula flotadora y revisar el interior del tanque, para ver si hay sedimentos.

Lavar el tanque y comprobar el funcionamiento de la válvula flotadora.

Engrasar los motores (si poseen grasería).

Desmontar y limpiar el conjunto del quemador-ventilador.

Revisar las prensaestopas o el sello mecánico de la bomba de alimentación.

Desmontar el conjunto de las boquillas y limpiarlas.

Revisar los electrodos de encendido y comprobar abertura, limpieza y estado de aislantes.

Revisar el estado de la cámara de combustión y refractarios.

Comprobar el alineamiento de la bomba de agua con su motor.

Verificar el estado de todas las trampas de vapor en el sistema de retorno de condensado.

Limpiar el visor y su base verificando que no haya sedimento en el tubo de conexión inferior.

Limpiar la malla de entrada del aire al ventilador y del registro de aire de entrada.

Desmontar y limpiar el filtro del aire del compresor, limpiándose con gasolina.

#### **4.3. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ANUAL**

Verificar el funcionamiento de las válvulas de seguridad, para lo cual se deberá subir el valor límite del control de presión haciendo funcionar la

caldera hasta que la presión aumente, para verificar el disparo o apertura de las válvulas a una presión no mayor que el 3% que la de establecimiento.

Revisar la tensión de las fajas en "V".

Revisar el lado de agua de la caldera. Dejar que esta se enfríe y desaguarla. Quitar las tapas de entrada de hombre y de entrada de mano para lavar bien la caldera con agua a presión tratando que las incrustaciones y sedimentos salgan de la caldera. Inspeccionar las superficies de evaporación para ver si hay indicios de corrosión, picadura o incrustación, lo que indica que se necesita mejorar el tratamiento de agua.

Al volver a colocar las tapas de entrada de hombre y de entradas de mano colocar empaquetaduras nuevas.

Con la caldera parada, revisar todas las válvulas, llaves y grifos. Rectificar los asientos de válvulas y cambiar las empaquetaduras si fuera necesario.

Cambiar correas en "V" si fuera necesario.

Limpiar el lado de fuego de los tubos, con escobillas mecánicas, para remover todo el hollín depositado en los tubos.

Cambiar las empaquetaduras o sellos mecánicos de la bomba de alimentación.

Revisar completamente los motores eléctricos, incluyendo los siguientes servicios: limpieza general, prueba de aislamientos y revisión o cambio de rodamiento. La limpieza de los devanados debe ser con aire comprimido o algún solvente.

## **5. CONTROL AMBIENTAL**

Desde los comienzos de 1,960, ha habido una conciencia creciente a nivel mundial de que el crecimiento industrial y la producción de energía a partir de combustibles fósiles están acompañado por la liberación de contaminantes potencialmente dañinos al medio ambiente. Estudios para caracterizar emisiones, las procedencias y los efectos de varios contaminantes de la salud humana y el ambiente han ocasionado progresivamente legislación estricta para controlar emisiones de aire, descargas de la vía fluvial y eliminación de sólidos.

La preocupación para la calidad ambiental ha sido en el ámbito mundial. Desde los 70s, los países de la Organización para la Cooperación Económico y Desarrollo han reducido las emisiones del dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) con relación al consumo de energía. En al menos el futuro previsible, las tendencias de la emisión se espera que continúen disminuyendo debido a una combinación de factores: cambios en la mezcla del combustible a combustibles menos contaminantes, el uso de tecnologías avanzadas, y nuevas y más estrictas reglas. El control de contaminación del aire con énfasis en particulados, y emisiones de NO<sub>x</sub>, y SO<sub>2</sub> son quizá la preocupación ambiental más significativa para sistemas de combustión. Sin embargo, minimizar descargas acuosas y disposición segura de productos sólidos son también asuntos cruciales para sistemas modernos de energía.

### **5.1. FUENTES DE EMISIONES**

Las emisiones atmosféricas provienen primordialmente de los subproductos del proceso de combustión SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, cenizas particuladas, compuestos orgánicos volátiles (VOC) y algunas trazas de otros materiales que escapan de la chimenea. Los desperdicios sólidos provienen primordialmente de la recolección de la ceniza de carbón de la base de la caldera, economizador y del calentador de aire, así como también de los precipitadores electrostáticos y los filtros de tela. Los estándares de calidad de aire definen los niveles aceptables de contaminantes para proteger la salud pública y por consiguiente colocar objetivos para la mejora. Los estándares de calidad de aire ambiental han sido definidos por los seis criterios de contaminantes: dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), de dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>), el monóxido de carbono (CO), de ozono (O<sub>3</sub>), material particulado y el plomo.

### **5.2. TIPOS DE CONTAMINANTES**

Los contaminantes de aire son aquellos, que debido a su cantidad o a sus características en la atmósfera, tienen efectos perniciosos en la salud humana y/o el ambiente.

Los contaminantes cruciales de estas fuentes son  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , CO y material particulado. También tiene importancia otra clase de emisiones llamadas tóxicos de aire. Éstos son contaminantes potencialmente riesgosos que generalmente ocurren en sólo cantidades de trazas en los efluentes de procesos de combustión. Sin embargo, experimentan inspección más intensa por sus efectos potenciales a la salud.

Durante los 80s, la preocupación aumentada acerca del impacto potencial de emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) de fuentes humanas sintéticas en el clima global.  $\text{CO}_2$  es uno de varios gases llamados gases de efecto invernadero que contribuye a un fenómeno potencial de calentamiento global. Es emitido de una variedad de fuentes naturales y hecho por el hombre.

### **5.2.1. ÓXIDOS DE AZUFRE**

Esta categoría de contaminantes incluye principalmente  $\text{SO}_2$  con cantidades pequeñas de trióxido de azufre ( $\text{SO}_3$ ). La fuente principal de óxidos de azufre está en la combustión de carbón, con cantidades inferiores provenientes de otros combustibles como petróleo residual. En presencia del material particulado, los óxidos de azufre han estado relacionados a la irritación del sistema respiratorio humano, reducida visibilidad, corrosión de materiales y variados efectos en la vegetación. La reacción de óxidos de azufre con humedad en la atmósfera ha sido identificada como contribuyente de la lluvia ácida.

### **5.2.2. ÓXIDOS DE NITRÓGENO**

Esta categoría incluye a numerosas especies compuestas de nitrógeno y oxígeno, aunque el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno ( $\text{NO}_2$ ) son lo más significativo en términos de la cantidad emitida a la atmósfera. NO es el primer compuesto de nitrógeno formado a alta temperatura del proceso de combustión donde la presencia de nitrógeno en el combustible y/o el aire de combustión se combina con oxígeno. La cantidad de  $\text{NO}_x$  formado durante la combustión depende de la cantidad de nitrógeno y oxígeno disponible, la temperatura, el nivel de mezcla y el tiempo para la reacción. El control de estos parámetros ha formado

la base para un número de estrategias de control implicando el diseño de combustión de proceso de control y del quemador. Los efectos más dañinos vienen del NO<sub>2</sub> que se puede formar de la reacción de NO y el oxígeno. El NO<sub>2</sub> también absorbe el espectro visible completo y puede reducir la visibilidad. NO<sub>x</sub> ha sido asociado con desórdenes respiratorios, corrosión y degradación de materiales, y daño para la vegetación. NO<sub>x</sub> también ha sido identificado como un precursor para la formación de ozono y de smog.

### **5.2.3. MONÓXIDO DE CARBONO**

Este gas incoloro e inodoro se forma de la combustión incompleta de los hidrocarburos. Las emisiones de CO, provienen la mayor parte de los motores de explosión en el sector de transporte. El principal significado ambiental de CO es su efecto en la salud humana y animal. Es absorbido en los pulmones y reduce el traslado del oxígeno a la sangre. Dependiendo de la concentración y el tiempo de exposición, puede causar habilidades motoras deterioradas y tensión nerviosa fisiológica.

### **5.2.4. MATERIAL PARTICULADO**

Las materias sólidas y líquidas de composición orgánica o inorgánica que están suspendidas en gas de combustión o la atmósfera son generalmente llamados particulados. Los tamaños de la partícula de fuentes de combustión están el rango de 1 a 100  $\mu\text{m}$ , aunque las partículas más pequeñas que 1  $\mu\text{m}$  pueden ocurrir a través de los procesos de condensación. Entre los efectos de las emisiones de material particulado están la visibilidad deteriorada, ensuciamiento de áreas, el agravamiento de efectos adversos de SO<sub>2</sub>, y los problemas respiratorios humanos.

### **5.2.5. COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES**

Los compuestos orgánicos volátiles o más comúnmente VOC, representan una gran variedad de sustancias orgánicas. Estos compuestos constan de moléculas de carbón e hidrógeno e incluyen a aromáticos, olefinas y parafinas. Una fuente principal es la refinación y el uso de Hidrocarburos. También están incluidos

entre los VOCs los compuestos derivados de hidrocarburos primarios incluyendo a los aldehidos, las acetonas y los hidrocarburos halogenados. La fuente principal de emisión de estos compuestos es el sector transporte y la combustión comercial y residencial. Los VOCs son ambientalmente significantes por su papel en la formación de humo y niebla fotoquímico a través de reacciones fotoquímicas con NOx. El control de VOCs ha sido la manera primaria de áreas de direccionamiento en evitar el ozono. El humo y niebla proviniendo de emisiones VOC puede causar problemas respiratorios, irritación del ojo, daño para la vegetación y la visibilidad reducida.

#### **5.2.6. MATERIALES TÓXICOS Y RIESGOSOS**

Ésta es una categoría grande de contaminantes de aire que podrían tener efectos riesgosos. La EPA sólo ha promulgado normas para arsénico, asbesto, benceno, berilio, mercurio, radionucleidos y cloruro de vinilo, estableció una lista de 190 contaminantes tóxicos para los cuales las emisiones deben estar reguladas. La lista incluye una gran variedad de productos químicos industriales orgánicos simples y complejos, y un número pequeño de inorgánicos, particularmente metales pesados. La EPA ha identificado centenares de fuentes de tóxicos del aire, entre las cuáles están las calderas.

### **5.3. TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE EMISIONES**

Las estrategias para el control de todas las emisiones de una caldera industrial son formuladas considerando combustibles, tipo y extensión de la reducción de la emisión, y los factores económicos como diseño de la caldera, posición, equipo nuevo o existente, la edad y vida útil.

#### **5.3.1. CONTROL DE SO<sub>2</sub>**

Las emisiones del SO<sub>2</sub> de las calderas pueden ser reducidas usando las técnicas de precombustión, las modificaciones de combustión y los métodos de postcombustión.

**La precombustión** Estas técnicas incluye el uso de petróleos o gas en unidades nuevas o el uso de carbón limpio o petróleo en unidades existentes. Usando gas, las emisiones de azufre puede reducirse casi a cero mientras el uso de petróleo bajo en azufre minimizará emisiones de SO<sub>2</sub>. Mientras el contenido bajo de azufre en el petróleo y gas es ventajoso, la volatilidad de precio y la disponibilidad de estos combustibles los hacen menos atractivos.

**Las modificaciones de combustión** Estas técnicas se usan primordialmente para reducir emisiones NO<sub>x</sub>, y también pueden usarse para controlar emisiones SO<sub>2</sub> en la combustión de lecho fluidizado donde la caliza es utilizada como el material del lecho. La caliza puede absorber más que 90 % del azufre liberado durante el proceso de combustión.

**La tecnología inyección de Absorbente** La inyección de Absorbentes, mientras no involucre modificaciones del proceso de combustión, es aplicada en regiones de temperatura extendiéndose desde justo afuera de la zona de combustión en el horno superior hasta en el economizador y el ducto de trabajo siguiente el calentador de aire. La inyección de Absorbente involucra a añadir un compuesto alcalino para los gases de combustión de carbón para la reacción eventual con SO<sub>2</sub>. Los absorbentes típicos de calcio incluyen caliza( carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>)), Cal (CaO), cal hidratada Ca(OH)<sub>2</sub> y modificaciones de esos compuestos con aditivos especiales. Compuestos con base de sodio son también usados. La manera en la cual los absorbentes inyectados reaccionan con óxidos de azufre y la eficiencia de los procesos dependen de la temperatura de inyección, del área superficial del absorbente, y proporción molar del absorbente al azufre.

### **5.3.2. CONTROL DE NO<sub>x</sub>**

Las emisiones de NO<sub>x</sub> de la combustión industrial de hidrocarburos en las calderas provienen de los compuestos de nitrógeno en el combustible y el nitrógeno molecular en el aire suministrado para la combustión. La conversión de nitrógeno molecular y del combustible en NO<sub>x</sub> está promovida por las altas temperaturas y las altas tasas de liberación de calor volumétricas encontradas en calderas. Las estrategias principales para reducir emisiones de NO<sub>x</sub> toman dos

formas: 1) la modificación del proceso de combustión para controlar la mezcla del combustible y del aire y reduciendo temperaturas de la llama, y 2) el tratamiento de postcombustión del gas de combustión para remover a NOx.

**La modificación de combustión** Este acercamiento para la reducción NOx puede incluir el uso de quemadores de bajo NOx, etapas de combustión, recirculación del gas o tecnología de requemando.

Los quemadores de bajo NOx desaceleran y controlan la tasa de combustible y el aire mezclado, por consiguiente reduciendo la disponibilidad de oxígeno en la ignición y zonas principales de combustión. Los quemadores de bajo NOx pueden reducir emisiones NOx al 50 % o más, dependiendo de las condiciones iniciales, es relativamente de bajo costo y es aplicable para plantas nuevas así como también a las reconstruidas.

La combustión por etapas usa bajos niveles de exceso de aire en la zona primaria de combustión, con el aire restante (recalentado) añadido más arriba en el horno para completar la combustión. Reducciones significativas de NOx son posibles con la combustión por etapas aunque las zonas reductoras y el potencial para la corrosión y la escoriación existen.

La recirculación del gas de combustión reduce la concentración de oxígeno y la temperatura de combustión recirculando una parte del gas de combustión sin aumentar el flujo neto total de masa del gas. Las reducciones grandes de NOx son posibles con la combustión de petróleo y de gas mientras reducciones moderadas son posibles con la combustión de carbón. Las modificaciones para la caldera en la forma del ducto y una pérdida de eficiencia debido a los requisitos de energía de los ventiladores de recirculación pueden hacer la opción más costosa que algún otro método de control de NOx.

**Requemado** es una tecnología usada para reducir emisiones de NOx en hornos Ciclones y otras aplicaciones seleccionadas. En el requemado, de 75 a 80 % del combustible introducido es quemado en el horno Ciclón con aire excedente mínimo. El combustible restante (el gas, el petróleo o el carbón) se agrega para el horno por encima de la zona primaria de combustión. Esta zona secundaria de combustión es subestequiométricamente manejado para generar radicales de

hidrocarburos que reducen el NO formado en el Ciclón a N<sub>2</sub>. El proceso de combustión es entonces completado añadiendo el restante aire de combustión a través de puertos en una zona final fuera del quemador en la parte superior del horno.

**Postcombustión** Las dos técnicas principales de postcombustión para el control de NO<sub>x</sub>, son la reducción no catalítica selectiva (SNCR) y la reducción catalítica selectiva (SCR). En SNCR, el amoníaco u otros compuestos como la urea (la cuál se descompone térmicamente produciendo amoníaco) es inyectado corriente abajo de la zona de combustión en una región de temperatura de 1,400 a 2,000°F (760 a 1,093°C). Si es inyectado a la temperatura óptima, el NO<sub>x</sub>, es removido del gas de combustión a través de la reacción con el amoníaco. SCR está siendo usado en todo el mundo donde las eficiencias altas de extracción de NO<sub>x</sub> son requeridas en calderas de gas, petróleo o carbón. Los sistemas SCR eliminan al NO<sub>x</sub> de los gases de combustión por la reacción con amoníaco en presencia de un catalizador.

### 5.3.3. CONTROL DE PARTÍCULAS

Las emisiones de partículas de calderas provienen de materia incombustible, cenizas, formadas de material mineral en el combustible, que se libera durante el proceso de combustión y es llevada por el gas de combustión. Otra fuente es la combustión incompleta del combustible que resulta en partículas no quemadas de carbón.

**Abastecimiento de carbón limpio** Históricamente, la limpieza física del carbón ha sido aplicada para reducir la materia mineral, incrementa el contenido de energía y provee una alimentación más uniforme de la caldera. Aunque la reducción de la carga del particulado en el gas de combustión es uno de los beneficios potenciales, la limpieza de carbones ha conducido a muchos otros beneficios de desempeño de la caldera relacionadas con mantenimiento mejorado de la caldera y disponibilidad y, más recientemente, la reducción en emisiones del SO<sub>2</sub>.

**Los colectores mecánicos** Éstos son generalmente colectores como el ciclón y han sido ampliamente usados en calderas pequeñas cuando límites de emisión de

particulados menos estrictos son aplicados. Los ciclones son dispositivos de bajo costo, sencillos, compactos y resistentes. Sin embargo, los ciclones convencionales están limitados para las eficiencias de la colección de casi 90 % y no son muy eficientes en coleccionar las partículas menores. Las mejoras en colección pequeña de la partícula están acompañadas por caídas altas de presión.

**Filtros de tela** Estos filtros, también comúnmente llamados "baghouses", están disponibles en variado número de diseños (el aire inverso, sacudida/extendido y pulso a chorro), cada una teniendo ventajas y desventajas en aplicaciones diversas. Se esperan eficiencia de colección en el orden de por lo menos 99.8 %. Los filtros de tela tienen el potencial para mejorar la captura del SO<sub>2</sub> de instalaciones aguas abajo de la inyección del absorbentes y sistemas de absorción seca.

**Filtros o depositadores electrostáticos** están disponibles en un rango generoso de tamaños para utilidad y las aplicaciones del industrial. Se espera una eficiencia de recolección de 99.8 % o más de la carga de polvo que ingresa. Se considera que son menos sensibles a las perturbaciones de planta, que los filtros de tela porque sus materiales no son tan sensibles a las temperaturas máximas. También tienen una misma caída de presión baja. El uso de energía de los electrofiltros y los filtros de tela tienden a ser similares porque la alta energía que requiere el ventilador para evitar la caída de presión del filtro de tela es aproximadamente igual a la energía consumida en los sets del rectificador del transformador del electrofiltro. El desempeño del electrofiltro es sensible a las cargas de cenizas volátiles, a la resistencia de las cenizas y al contenido de azufre. Menores concentraciones de azufre en el gas de combustión pueden ocasionar eficiencia inferior de la recolección.

## **6. COMBUSTIÓN**

Para lograr una buena combustión se parte desde el almacenamiento del combustible, este stock mínimo nos permite asegurar la continuidad de operación de la planta ante eventuales desabastecimientos. El combustible almacenado requiere un manejo adecuado que elimine la posibilidad de paradas no

programadas. Siendo los residuales una mezcla compleja de hidrocarburos pesados, existe la posibilidad de reacciones de combustibles de diferentes lotes causando la inestabilidad de los mismos por su incompatibilidad. Durante el almacenamiento se produce la sedimentación de agua y borra. El agua por densidad se asienta en el fondo, pudiendo eliminarse con purgas de fondo, mientras la borra puede evitarse usando aditivos dispersantes, o calentando y agitando.

La posibilidad de desabastecimiento de combustible obliga a mantener un stock relativamente grande, siendo antieconómico mantenerlo caliente, por lo cual solo se calienta el volumen a bombear del tanque diario, el cual deberá estar aislado, para disminuir las pérdidas de calor.

La temperatura es un factor muy importante para lograr el punto de fluidez adecuado consiguiendo un buen transporte del combustible. Se emplea un sistema de calentamiento a la salida del tanque cisterna con vapor o resistencia eléctrica. Para el residual 6 el rango de temperatura de bombeo es de 110°-115°F(43°-46°C).

### TEMPERATURA DE BOMBEO

<b>VISCOSIDAD</b>	<b>MÍNIMA</b>	<b>MÁXIMA</b>
<b>SSF a 122 °F</b>	<b>°F</b>	<b>°F</b>
100	80	90
150	90	100
200	100	105
250	105	110
300	110	115
400	115	120
500	120	125

Para la atomización el combustible debe ser calentado desde la temperatura de bombeo hasta la temperatura de atomización dependiente de la viscosidad y si es de tiro natural o tiro forzado, utilizando resistencias eléctricas, vapor, o sistemas mixtos.

### TEMPERATURA DE ATOMIZACIÓN

VISCOSIDAD SSF a 122°F	TEMPERATURA DE ATOMIZACIÓN(°F)			
	TIRO FORZADO		TIRO NATURAL	
	MIN	MAX	MIN	MAX
100	180	200	203	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

## 6.1. COMBUSTIBLES

### Clases

**Diesel**, combustible normalizado para su uso en motores de combustión interna del ciclo diesel, no requiere ser calentado para ser bombeado o atomizado. Es un combustible que genera menos contaminantes en la combustión que los combustibles residuales, pero tiene menor poder calorífico que aquellos.

Los grados N° 4, N°5, N°6 y 500 son residuales, que corresponden a los fondos remanentes de la destilación y otros procesos de refinación o son mezclas de estos fondos con productos destilados.

### Petróleo Industrial N° 4

Es una mezcla de petróleos residuales y destilados pesados, que cumple con el rango de viscosidad requerido. Se le utiliza en quemadores equipados con

accesorios que atomizan petróleos de mayor viscosidad que los que pueden manipular los quemadores domésticos. Su rango especificado de viscosidad permite que sea bombeado y atomizado a temperaturas relativamente bajas.

### **Petróleo Industrial N°5**

Es una mezcla de petróleos residuales y destilados pesados, para quemadores capaces de operar con combustibles más viscosos que el Petróleo Industrial N°4 sin precalentamiento. El precalentamiento puede ser necesario en algunos tipos de quemadores y para su manipuleo en clima muy fríos.

### **Petróleo Industrial N° 6**

También referido como Búnker C, es un petróleo residual de alta viscosidad, utilizado mayormente en hornos industriales y comerciales. Requiere precalentamiento en los tanques de almacenamiento para permitir su bombeo y calentamiento adicional en el quemador para su atomización. El equipamiento adicional para manipular este combustible desfavorece su aplicación en instalaciones pequeñas.

### **Petróleo Industrial 500**

Es un combustible de muy alta viscosidad que requiere calentamiento en el almacenamiento, para su transferencia y para su combustión. Es aplicable mayormente en instalaciones donde el consumo de combustible es masivo.

El significado de las especificaciones de los petróleos industriales son los siguientes:

#### **Punto de Inflamación**

Es un indicador de la máxima temperatura a la que se le puede almacenar sin implicar serio riesgo de incendio.

#### **Punto de Escurrimiento**

El punto de escurrimiento es una indicación de la temperatura más baja a la que un petróleo industrial puede ser almacenado y aún ser capaz de fluir a baja

presión. El punto de escurrimiento se establece de acuerdo a las condiciones de almacenamiento y uso. Se permiten puntos de escurrimiento más altos, siempre y cuando existan calentadores en los tanques de almacenamiento y se proveen equipos adecuados para su manipuleo a través de tuberías. El punto de escurrimiento puede incrementarse cuando el petróleo residual esté sometido a variaciones cíclicas de temperatura durante el almacenamiento o cuando el combustible es precalentado y retornado a los tanques de almacenamiento. Para predecir estas propiedades el Método de ensayo ASTM D 3245 puede ser utilizado.

### **Agua y Sedimentos**

La concentración de agua y sedimentos en petróleo industriales es limitada, porque de encontrarse cantidades apreciables, ocasionarían obstrucciones en los equipos de transferencia y como consecuencia generaría problemas en el mecanismo del quemador. Los sedimentos pueden acumular en los tanques de almacenamiento y en los filtros o en partes de los quemadores, ocasionando obstrucciones en el flujo del combustible desde el tanque hasta el quemador. El agua presente en los combustibles puede formar emulsiones.

### **Cenizas**

La cantidad de cenizas refleja la existencia de material no combustible en el petróleo. Cantidades excesivas pueden indicar presencia de materiales que generan un elevado desgaste en las válvulas y bombas que alimentan al quemador, contribuyendo a la formación de depósitos en las superficies de calentamiento de los calderos.

### **Viscosidad**

La viscosidad es de suma importancia, principalmente en los petróleos industriales, necesaria para el diseño adecuado de los equipos de precalentamiento utilizados para el bombeo del combustible al quemador y además de proporcionar una adecuada atomización. En adición, es igualmente importante que la máxima

viscosidad en las condiciones existentes sea tal que el combustible pueda ser bombeado satisfactoriamente desde el tanque de almacenamiento hasta el precalentador.

### **Azufre**

La concentración de azufre total se establece por consideraciones ambientales y para limitar la corrosión en los sistemas de salida de gases de combustión.

## **7. METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA DE CALDERAS**

La optimización energética de una caldera debe comenzar con una auditoría energética de la misma.

### **7.1. AUDITORÍA ENERGÉTICA**

La evaluación energética de calderas es una de las acciones más importantes en cualquier programa de ahorro de energía térmica.

Una auditoría energética de la caldera nos permitirá, además de diagnosticar la situación energética actual, identificar las actuaciones para mejorar su eficiencia energética.

La metodología para la realización de esta auditoría comprende las siguientes etapas:

- Recopilar información estadística y de diseño.

- Planear y ejecutar las mediciones instrumentales.

- Diagnosticar la situación energética a base del balance térmico elaborado.

- Recomendar las acciones necesarias para reducir las pérdidas de calor a partir de la interpretación del diagnóstico energético, acompañadas de sus respectivos análisis de rentabilidades.

Después de la auditoría energética, es preciso llevar a cabo un seguimiento que asegure que las recomendaciones planteadas sean ejecutadas y mantenidas de tal manera que se garantice el funcionamiento de la caldera con un alto nivel de eficiencia energética.

### **7.1.1. IDENTIFICACION GENERAL**

Toda auditoría debe incluir la identificación de las pruebas realizadas, así como algunas características técnicas de la caldera.

Se sugiere un formato para inscribir la información que identifica la prueba de eficiencia energética de la caldera.

#### **De la Prueba**

- Test N°
- Caldera N°
- Fecha y hora
- Jefe de planta
- Responsable técnico
- Duración
- Combustible usado

#### **De la caldera**

- Tipo y modelo
- Potencia
- Superficie de calentamiento
- Fabricante
- Fecha de instalación

#### **Del quemador**

- Tipo y modelo
- Potencia
- Consumo de combustible
- Fabricante
- Fecha de instalación

### **7.2. MEDICIONES INSTRUMENTALES**

Tal vez las mediciones instrumentales sean la parte más importante de la auditoría energética, porque sus resultados nos permitirán elaborar los balances de masa y energía.

El planeamiento de las mediciones es esencial para determinar cuando, dónde y cómo deben realizarse, así como para seleccionar los instrumentos a utilizar.

Los requisitos generales para conseguir resultados correctos de las mediciones incluyen:

- Uso de instrumentos apropiados. Es preferible que los instrumentos sean sencillos, fáciles de operar y que posean únicamente la precisión y el rango necesarios. Es preciso complementar las lecturas de los instrumentos fijos con las lecturas realizadas con instrumentos portátiles.
- Aplicación de métodos de medición en función de las condiciones y exigencias del trabajo, así como del tiempo disponible. La elección adecuada de los puntos de medición permite encontrar valores lo más reales posibles. Las lecturas deben ser lo más directas posibles, evitando tener que recurrir a sumas o diferencias de mediciones.
- Escoger el momento en que las mediciones sean representativas. Las mediciones de interés son las obtenidas durante la operación normal y estable de la unidad. En ocasiones cuando las variaciones de los valores medidos sean grandes o la duración de las mediciones sea prolongada, conviene utilizar métodos de registro continuo.
- Procesamiento correcto de los resultados.

### **7.2.1. TOMA DE MEDICIONES INSTRUMENTALES**

Cada prueba requerirá un tiempo aproximado de 3 a 4 horas para completar las mediciones. Se debe esperar por lo menos 30 minutos después de efectuado algún ajuste en los controles de la caldera, para permitir una estabilización segura.

Los principales parámetros a medir en cada prueba, para determinar el balance de masa y energía de la caldera, son los siguientes:

- Flujos
- Temperaturas
- Presiones
- Composición de gases

La siguiente Tabla, muestra las tolerancias recomendadas por la BSI cuando medimos durante la prueba de eficiencia energética de la caldera.

### **7.2.2. TOLERANCIAS RECOMENDADAS PARA MEDICIONES INSTRUMENTALES**

Mediciones	Tolerancias
Presión atmosférica	$\pm 0.05$ mbar
Presión de combustible gaseoso	$\pm 0.05$ mbar
Presión de vapor	$\pm 2\%$
Presión de los gases	$\pm 0.05$ mbar
Temperatura del aire	$\pm 1$ °C
Temperatura de los gases	$\pm 5$ °C
Masa del combustible	
Sólido	$\pm 0.1$ % por masa
Líquido	$\pm 0.1$ % por masa
Gaseoso	$\pm 0.05$ % por volumen
Masa de agua	$\pm 0.1$ %
Tiempo	$\pm 0.5$ s hasta 1 h $\pm 0.1\%$ sobre 1 h
CO <sub>2</sub>	$\pm 0.1$
CO	$\pm 0.2$
O <sub>2</sub>	$\pm 0.1$

Las características principales de los instrumentos más conocidos, para medir estos parámetros, se indican a continuación.

### **7.2.3. MEDICIÓN DE FLUJOS**

Los instrumentos de medida de flujos son los siguientes: el tubo Pitot, el tubo Annubar, el anemómetro, la placa orificio, el tubo Venturi, el contador volumétrico, recipiente-cronómetro, etc.

En general, cuando medimos flujos debemos tener en cuenta lo siguiente:

La determinación del flujo en el interior de ductos o tuberías considera el hecho de que la velocidad no es uniforme a lo largo de cualquier diámetro de cualquier sección transversal. Es mayor en el eje que en las partes cercanas a la pared AF-Energieconsult recomienda medir velocidades en diversos puntos de la sección. La velocidad media del fluido se calcula como el promedio de las velocidades puntuales medidas.

Para obtener la precisión necesaria cuando medimos en el interior de ductos o tuberías, el flujo debe ser tan imperturbable como sea posible. Esto se consigue seleccionando la sección transversal, donde tomar las mediciones, en un tramo recto libre de perturbaciones de por lo menos 6 veces el diámetro antes de dicha sección y 2 veces el diámetro después de la misma. Si el ducto es rectangular, el diámetro a utilizar es el hidráulico que se calcula aplicando:

$$d = \frac{2ab}{a+b}$$

a y b son los lados del conducto

También deben medirse las dimensiones de la sección transversal y anotarse la temperatura del fluido, a fin de poder determinar el flujo volumétrico y el flujo másico, respectivamente.

### **7.3. MEDICIÓN DE COMPOSICIÓN DE GASES**

Los instrumentos de medición de los componentes de mezclas gaseosas, más conocidos son:

El aparato Orsat, el aparato Fyrite, los analizadores continuos y los medidores de inquemados sólidos.

En general, cuando medimos la concentración de un gas en una mezcla de gases se debe considerar lo siguiente:

-Para el análisis de gases de combustión debe elegirse una sección, para la toma de muestra, en la cual el flujo sea turbulento para evitar las estratificaciones. Además, no debe existir ni espacios muertos ni infiltraciones parásitas de aire.

-La sección transversal elegida debe situarse a una distancia mínima igual al diámetro en ductos circulares o a la cuarta parte del perímetro en ductos rectangulares, antes de cualquier perturbación.

### **7.3.1. APARATO ORSAT**

Este instrumento es utilizado para determinar el porcentaje volumétrico en base seca de los componentes de muestras gaseosas; bajo condiciones estables de temperatura y presión ambiente. Cuantifica el contenido de CO<sub>2</sub> y CO mediante la técnica de absorción, midiendo el cambio de volumen después de cada absorción, Los reactivos usados comúnmente son: solución alcohólica de potasa para el CO<sub>2</sub>, solución de pirogalato sódico para el O<sub>2</sub> y cloruro cúprico en solución en solución amoniacal para el CO.

También determina el H<sub>2</sub> y el CH<sub>4</sub>, haciendo combustionar la muestra y midiendo los efectos de dicha combustión (contracción de volumen, formación de dióxido de carbono, consumo de oxígeno o aire).

Algunos aspectos a considerar cuando se mide con el Orsat son los siguientes:

Es mas preciso que el Fyrite, aunque más frágil y complicado. La presencia de SO<sub>2</sub> produce error en la medida del CO<sub>2</sub> debido a que el primero también puede ser absorbido. Para no contaminar la muestra debe purgarse adecuadamente el aparato al inicio de cada análisis. Para prevenir la absorción de componentes como el CO<sub>2</sub> por el líquido confinante, saturar dicho líquido con los gases. La sonda para gases de chimenea en calderas puede ser de acero al carbono y cobre hasta 400°C. Puede medir el CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> y CO en un rango de 0,2 a 100%, con una precisión de  $\pm 0,2\%$ . Puede medir el H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>, en un rango de 0,2 a 100%, con una precisión de  $\pm 0,2$  a  $\pm 2,0\%$ , según operación.

### **7.3.2. APARATO FYRITE**

Este instrumento analiza el CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> contenido en los gases de chimenea, utilizando también el método de absorción. El conjunto completo consta de: dos botellas, soluciones absorbedoras, bomba de goma, filtro, sonda y manguera de

látex. Como absorbedores emplea comúnmente una solución alcohólica de potasa y una solución de pirogalato sódico, para el CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> respectivamente.

Una muestra de la mezcla de gases es introducida a la botella, que contiene la solución correspondiente, usando la bomba de goma. Por medio del contacto íntimo entre la solución y la muestra, parte del volumen gaseoso es absorbido por la solución provocando una depresión en el interior de la botella. Esta depresión origina la elevación de la solución a través de la columna graduada del instrumento. La lectura se realiza directamente en porcentaje volumétrico en base seca.

Algunos aspectos a considerar cuando se mide con el Fyrite son los siguientes:

Este aparato es frágil, liviano y portátil.

Sus rangos son de 0 a 7%, de 0 a 21 % y de 0 a 60%. Su temperatura de trabajo es la ambiental.

Mediciones continuas de gases calientes causan errores de medición por la disminución de la densidad de los gases.

La solución para el CO<sub>2</sub> puede analizar 350 muestras. La solución para el O<sub>2</sub> puede analizar 100 muestras.

Una manera rápida de chequear las soluciones absorbedoras del CO<sub>2</sub> y del O<sub>2</sub> es analizando aire expirado (4,0% CO<sub>2</sub>) y aire ambiente (20,9% O<sub>2</sub>) respectivamente.

- Las soluciones pueden ser preparadas por el usuario.
- Su precisión es de  $\pm 0,5\%$ , independiente del valor leído.

### **7.3.3. ANALIZADORES CONTINUOS**

Los distintos analizadores continuos se diferencian básicamente por el principio de detección en que se fundamentan. Las propiedades de cada componente gaseoso a analizar determinan el principio más adecuado a ser utilizado. La indicación, digital o analítica, es dada en porcentaje volumétrico. Opcionalmente, pueden llevar un registrador y estar conectados a sistemas de control de procesos.

Algunas características de los analizadores continuos son las siguientes:

Su tiempo de respuesta es de escasos segundos.

Usualmente comprenden de: sonda, colector, periféricos (para secado, limpieza y refrigeración de la muestra) y analizador.

Existen modelos robustos, livianos y portátiles.

Su mantenimiento y calibración requiere de especialistas.

Trabajan con algún tipo de fuente de energía eléctrica.

Correctamente calibrados poseen una buena precisión, dada por su resolución que a su vez depende de su fondo de escala.

Los gases de combustión  $\text{CO}_2$ , y  $\text{CO}$  pueden ser medidos con analizadores continuos por absorción de radiación infrarroja no dispersiva. Este instrumento es bastante preciso. Requiere ser calibrado con poca frecuencia. Es bastante costoso.

La concentración de  $\text{O}_2$  puede ser medida con analizadores continuos por susceptibilidad magnética. Este instrumento aprovecha las excepcionales propiedades magnéticas del oxígeno. No tiene mucha exactitud. Es bastante selectivo.

#### **7.3.4. MEDIDORES DE INQUEMADOS SÓLIDOS**

El Índice de ennegrecimiento de Bacharach es el método más sencillo para la determinación de los inquemados sólidos presentes en los gases de combustión. Este método es cualitativo y se basa en el ennegrecimiento de un papel filtro al ser atravesado por la muestra, por acción de una bomba manual. El color resultante en el papel se compara con una escala de intensidades de gris que va del 0 (blanco) al 9 (negro).

También se utilizan otros métodos tales como: absorción de la luz ú opacímetro, medida ponderal por gravimetría, análisis ponderal por absorción de rayos beta.

#### **7.4. CÁLCULO DE LA EFICIENCIA TÉRMICA**

El procedimiento para determinar la eficiencia térmica es similar para toda caldera. Estas unidades pueden tener los equipos siguientes: un economizador, un calentador de aire, un calentador de combustible. Normalmente, estos equipos aprovechan los gases de combustión producidos en la propia caldera, constituyendo de este modo transferencias internas de calor que aparecen en el

balance térmico como una reducción de las pérdidas de calor debido al descenso en la temperatura de dichos gases.

El balance de energía de una caldera que opera a régimen estable puede ser simplificado por la expresión siguiente:

$$Q_U = Q_F - P \quad (1)$$

Siendo:

$Q_U$  = energía útil absorbida por el fluido térmico.

$Q_F$  = energía química contenida en el combustible

$P$  = pérdidas de energía.

La eficiencia de la caldera puede determinarse por el método Directo o de entrada salida, mediante la expresión:

$$E = \frac{Q_U}{Q_F} \quad (2)$$

Cuando existe dificultad para medir el flujo del combustible o del fluido de trabajo (vapor, aceite, agua) la eficiencia de la caldera puede determinarse por el método Indirecto o de las pérdidas separadas, mediante la expresión:

$$E = 1 - \frac{P}{Q_F} \quad (3)$$

El procedimiento aplicado en este método considera lo siguiente:

Utiliza el poder calorífico inferior (PCI) del combustible.

No considera la energía eléctrica consumida por bombas, ventiladores, etc.

Toma la temperatura ambiente ( $T_a$ ) como base de cálculo.

Los resultados de los cálculos de la eficiencia térmica por cada método no debieran diferir en más del 5%.

### 7.4.1. MÉTODO DIRECTO

La eficiencia por el método directo se determina como la razón de la cantidad de calor absorbido por el fluido de trabajo (vapor saturado o sobrecalentado, aceite térmico, agua caliente) respecto de la máxima energía que puede entregar el combustible, en el mismo periodo.

La eficiencia térmica por este método se expresa por la siguiente ecuación general:

$$E = \frac{V_{sc} \times (H_{sc} - H_w) + V_{rc} \times (H_{rc} - H_r)}{F \times PCI} \times 100 \quad (4)$$

Donde:

$V_{sc}$  = Flujo de vapor sobrecalentado, kg/h

$V_{rc}$  = Flujo de vapor recalentado, kg/h

$H_{sc}$  = Entalpía de vapor sobrecalentado, kJ/kg

$H_w$  = Entalpía del agua de alimentación, kJ/kg

$H_{rc}$  = Entalpía del vapor recalentado, kJ/kg

$H_r$  = Entalpía del vapor a recalentar, kJ/kg

$F$  = Consumo de combustible, kg/h

$PCI$  = Poder calorífico inferior del combustible, kJ/kg

Para una caldera de vapor saturado, la determinación de la eficiencia térmica se reduce a aplicar la ecuación siguiente:

$$E = \frac{V_s \times (H_s - H_w)}{F \times PCI} \times 100 \quad (5)$$

Donde:

$V_s$  = Flujo de vapor saturado, kg/h

$H_s$  = Entalpía del vapor saturado, kJ/kg

$H_w$  = Entalpía del agua de alimentación, kJ/kg

F = Consumo de combustible, kg/h

PCI= Poder calorífico inferior del combustible, kJ/kg

Para el cálculo práctico de Hw se puede utilizar:  $H_w = 4.19 \times T_w$

( $T_w$  = Temperatura del agua de alimentación, °C)

#### 7.4.2. METODO INDIRECTO

La eficiencia por el método indirecto o de las pérdidas separadas se determina restando de 100 las pérdidas de calor más significativas de la caldera.

La eficiencia térmica por este método se expresa por la siguiente ecuación:

$$E = 100 - ( P_g + P_i + P_r + P_p ) \quad ( 6 )$$

Donde:

$P_g$  = Pérdida de calor por gases de chimenea, %

$P_i$  = Pérdida de calor por inquemados, %

$P_r$  = Pérdida de calor por radiación, %

$P_p$  = Pérdida de calor por purga, %

Este método es importante porque nos permite conocer como se distribuye el calor liberado en la combustión.

#### **Pérdida de Calor por Gases de Chimenea**

Esta pérdida de calor, asociada principalmente al calor sensible del CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, presentes en los gases de combustión, pueden evaluarse por la siguiente expresión:

$$\frac{P_g = M_g \times C_g \times ( T_g - T_a )}{F \times PCI} \times 100 \quad ( 7 )$$

Donde:

$M_g$  = Flujo de gases de chimenea, m<sup>3</sup>/h

$C_g$  = Calor específico medio de los gases de chimenea,  $\text{kJ/m}^3\text{°C}$

$T_g$  = Temperatura de los gases de chimenea,  $\text{°C}$

$T_a$  = Temperatura del aire ambiente,  $\text{°C}$

$F$  = Consumo de combustible,  $\text{kg/h}$

$\text{PCI}$  = Poder calorífico Inferior del combustible,  $\text{kJ/kg}$

También se puede calcular esta pérdida por la fórmula empírica de Sieggert:

$$PG = \frac{K \times (T_g - T_a)}{CO_2 + CO} \quad (8)$$

Donde:

$T_g$  = Temperatura de los gases de chimenea,  $\text{°C}$

$T_a$  = Temperatura del aire ambiente,  $\text{°C}$

$CO_2$  = Concentración volumétrica del bióxido de carbono en los gases secos de chimenea, %

$CO$  = Concentración volumétrica del monóxido de carbono en los gases secos de chimenea, %

Los valores encontrados para  $K$  son los siguientes:

<b>COMBUSTIBLE</b>	<b>K</b>
Petróleo residual	$0.516 + 0.0067 \times CO_2$
Petróleo diesel	$0.495 + 0.00693 \times CO_2$
Gas natural y GLP	$0.379 + 0.0097 \times CO_2$

### **Pérdida de Calor por Combustible no Quemado (Inquemados)**

La combustión incompleta del combustible produce inquemados gaseosos y también inquemados sólidos. Estas reacciones pueden realizarse con defecto o con exceso de aire carburante.

La medida de estos inquemados nos indica la cantidad de calor que ha dejado de liberar la combustión al no alcanzar a completar las reacciones de oxidación.

Las pérdidas de calor por inquemados se pueden obtener sumando a las pérdidas debidas a la formación de CO y H<sub>2</sub>, la pérdida debida a la presencia de C no quemado como se muestra en la ecuación siguiente:

$$P_i = P_{CO} + P_{H_2} + P_C \quad (9)$$

### **Inquemados gaseosos**

Están formados principalmente por CO, H<sub>2</sub> y proporciones muy reducidas de hidrocarburos ligeros.

La pérdida de calor por la formación de monóxido de carbono se calcula con la siguiente expresión:

$$P_{CO} = 12644 \times \frac{CO \times Mg}{F \times PCI} \quad (10)$$

Donde:

12644= Poder calorífico del CO, kJ/kg

CO = Concentración volumétrica de CO en los gases secos de chimenea, %

Mg = Flujos de gases secos en chimenea, m<sup>3</sup>/h

F = Consumo de combustible

PCI = Poder calorífico inferior del combustible, kJ/kg

La pérdida de calor por la formación de hidrógeno molecular se calcula empleando la siguiente expresión:

$$P_{H_2} = 0.87 \times P_{CO} \quad (11)$$

Donde:

0.87 = Relación entre los poderes calóricos por m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> y de CO

$P_{CO}$  = Pérdida de calor por la formación de CO, %

### Inquemados Sólidos

Están formados principalmente por partículas de carbono no quemado, conocido como hollín o carbonilla. Solo se produce a partir de combustibles sólidos o líquidos. La pérdida de calor debido a la presencia de partículas sólidas arrastradas por los gases de chimenea se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_C = \frac{32\,780 \times M_{Fg}}{F \times PCI} \times 100 \quad (12)$$

Donde:

32 780 = Poder calorífico del carbono, kJ/kg

$M_{Fg}$  = Carbono inquemado en los gases de chimenea, kg/h

F = Consumo de combustible, kg/h

PCI = Poder calorífico inferior del combustible, kJ/kg

Para combustibles líquidos y gaseosos industriales habituales, resulta bastante aproximada la expresión teórica-experimental siguiente:

$$P_i = \frac{21}{21 - O_2} \times \left( \frac{CO}{3\,100} + \frac{CH}{1\,000} + \frac{OP}{65} \right) \quad (13)$$

Donde:

$O_2$  = Concentración volumétrica de  $O_2$  en los gases secos de chimenea,

CO = Concentración volumétrica de CO en los gases secos de chimenea, ppm

CH = Concentración volumétrica de CH en los gases secos de chimenea, ppm

OP = Opacidad (medida por absorción de la luz visible)%

En la quema de combustibles sólidos, la pérdida por inquemados sólidos no solo considera las partículas sólidas arrastradas por los gases de chimenea ( $P_C$ ) sino

también incluye el material retirado del cenicero. Esta última pérdida asociada al cenicero puede calcularse por la ecuación siguiente:

$$P_c = \frac{32\,780 \times M_{FC} + M_{mc} \times C_{mc} \times (T_c - T_a)}{F \times PCI} \times 100 \quad (14)$$

Donde:

- 32 780 = Poder calorífico del carbono, kJ/kg  
 M<sub>FC</sub> = Masa de combustible no quemado retirado del cenicero, kg/h  
 M<sub>mc</sub> = Masa de material (combustible no quemado + cenizas) retirado del cenicero, kg/h  
 C<sub>mc</sub> – Calor específico medio del material retirado del cenicero, kJ/kg°C  
 T<sub>mc</sub> – Temperatura de salida del material retirado del cenicero, °C  
 T<sub>a</sub> – Temperatura del aire ambiente, °C  
 F = Consumo de combustible, kg/h  
 PCI – Poder calorífico inferior del combustible, kJ/kg

Como una primera aproximación, la pérdida por calor sensible del material retirado del cenicero ( $M_{mc} \times C_{mc} \times (T_c - T_a)$ ) puede estimarse por:  $1\,170 \times M_{mc}$  donde 1 170 es un valor práctico de la entalpía específica de las cenizas en kJ/kg°C.

### **Pérdida de Calor por Radiación**

La pérdida de calor por radiación + convección desde las paredes exteriores de la caldera, cuando se conoce la distribución de temperaturas, puede determinarse utilizando la fórmula:

$$P_R = \frac{1,05 \times \sum_{i=1}^n (A_i \times (\alpha_{ri} + \alpha_{ci}) \times (T_i - T_a))}{F \times PCI} \times 100 \quad (15)$$

Donde:

1,05 = Coeficiente de mayoración

$A_i$  = Area de la  $i$ -ésima pared,  $m^2$

$\alpha_{\pi i}$  = Coeficiente de transferencia de calor por radiación de la  $i$ -ésima pared,  $\text{kJ/h m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$\alpha_{ci}$  = Coeficiente de transferencia de calor por convección de la  $i$ -ésima pared,  $\text{kJ/h m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$T_i$  = Temperatura promedio de la  $i$ -ésima pared,  $^\circ\text{C}$ .

$T_a$  = Temperatura del aire ambiente,  $^\circ\text{C}$ .

$F$  = Consumo de combustible,  $\text{kg/h}$

$\text{PCI}$  = Poder calorífico inferior del combustible,  $\text{kJ/Kg}$ .

Según Jurgens y Sack, Vitrofilms, Mc Adams y ASTM 17, el cálculo de los coeficientes de transferencia de calor pueden realizarse conforme se indica a continuación.

El coeficiente radiactivo puede obtenerse aplicando la fórmula siguiente:

$$\alpha_{\pi} = 2,08 \times 10^{-7} \times e \times \frac{(T_i + 273)^4 - (T_a + 273)^4}{T_i - T_a}$$

Siendo( $e$ ) la emisividad del material de la pared exterior.

El coeficiente convectivo puede obtenerse aplicando algunas de las fórmulas siguientes:

- Para calderas en el interior de edificios (convección natural).

$$\alpha_c = 11,7 \times (T_i - T_a)^{1/4}, \text{ para paredes horizontales}$$

$$\alpha_c = 4,94 \times \frac{(T_i - T_a)^{1/4}}{h}, \text{ para paredes verticales de altura (h)}$$

$h$  expresada en  $m$

$$\alpha_c = 4,73 \times \frac{((T_i - T_a))^{1/4}}{d}, \quad \text{para paredes cilíndricas de diámetro (d)}$$

d expresado en m

- Para calderas al aire libre (convección forzada)

$$\alpha_c = 20,43 + 15,1 \times u, \quad \text{para cualquier caso (u) es la velocidad del viento dada en m/s}$$

La pérdida de calor por las paredes de la caldera, también puede obtenerse indirectamente por cierre de balance térmico, es decir; como la diferencia entre el calor aportado por el combustible y las otras pérdidas que si han sido calculadas.

### **Pérdida de Calor por Purgas**

La pérdida de calor por purgas de agua del interior de la caldera afecta el rendimiento a través de la siguiente expresión:

$$P_p = \frac{P \times C_w \times (T_s - T_a)}{F \times PCI} \times 100 \quad (16)$$

Donde:

P = Caudal de purga, kg/h

C<sub>w</sub> = Calor específico del líquido en la caldera, kJ/kg°C

T<sub>s</sub> = Temperatura del líquido saturado en la caldera, °C

T<sub>a</sub> = Temperatura del aire ambiente, °C

F = Consumo de combustible, kg/h

PCI= Poder calorífico inferior del combustible, kJ/kg

Se puede adoptar como valor práctico: C<sub>w</sub> = 4,19 kJ/kg°C

El caudal de purga también puede medirse indirectamente haciendo un simple balance de sólidos, en cuyo caso resulta útil la siguiente expresión:

$$P = \frac{SD_w}{SD - SD_w} \times W \quad (17)$$

Donde:

SD<sub>w</sub> = Sólidos totales disueltos en el agua de alimentación, ppm

SD = Sólidos totales disueltos en el interior de la caldera, ppm

W = Caudal del agua de alimentación, kg/h

### 7.5. EFICIENCIA DE COMBUSTIÓN

La eficiencia de combustión es una medida que indica cuando efectivamente la energía química contenida en el combustible ha sido liberada en forma de calor durante el proceso de combustión. La combustión es completa cuando se realiza sin la producción de inquemados. Es óptima cuando es completa y además se realiza con el menor exceso de aire de combustión posible. Esta eficiencia se expresa mediante la relación siguiente:

$$E = 100 - P_i \quad (18)$$

Donde:

P<sub>i</sub> = Pérdida de calor por inquemados, %

Podemos definir la pérdida de calor por exceso de aire (P<sub>e</sub>), como el calor adicional utilizado en calentar el aire en exceso presente en la combustión. Se calcula aplicando la ecuación siguiente:

$$P_e = \frac{(e-1) \times (A/C) \times C_a \times (T_g - T_{ac})}{PCI} \times 100 \quad (19)$$

Donde:

e = Exceso de aire de combustión, tanto por uno

A/C = Relación estequiométrica de aire/combustible, kg/kg

C<sub>a</sub> = Calor específico medio del aire, kJ/kg °C

T<sub>g</sub> = Temperatura de los gases de chimenea. °C

Tac = Temperatura del aire de combustión, °C

PCI = Poder calorífico inferior del combustible, kJ/kg

## 7.6. BALANCE TÉRMICO

Uno de los resultados de la auditoría energética es el balance térmico. Estos balances se presentan en forma de tablas, diagramas, etc.

La interpretación de este balance permitirá identificar las actuaciones y/o proyectos de conservación de energía que deban llevarse a cabo. Además, de los balances térmicos actuales se puede proyectar balances térmicos mejorados con el propósito de comparar ambas situaciones.

## 7.7. MEDIDAS PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS DE CALOR

La eficiencia térmica de la caldera debería corresponder a la especificada por el fabricante. Si no se cuenta con esta información, los valores consignados seguidamente podrían ser utilizados:

<b>COMBUSTIBLE</b>	<b>EFICIENCIA RECOMENDADA, %</b>
Carbón	75
Petróleo residual	85
Petróleo diesel	85
Gas natural	90

A continuación y para las diferentes pérdidas excesivas cuantificadas, se sugieren un conjunto de medidas tendientes a elevar la eficiencia térmica de la caldera.

### **Por Gases de Chimenea**

Las mayores pérdidas de calor son causadas por los gases de chimenea. Por lo tanto, debería controlarse el volumen y la temperatura de estos gases a fin de mantener esta pérdida en un valor inferior entre 9% y 12%. Puede reducirse hasta 7% en las mejores condiciones, para instalaciones convencionales.

### **Volumen excesivo**

Para saber si el volumen de los gases de chimenea es causa de importantes pérdidas de calor es necesario conocer el exceso de aire con que está trabajando la unidad, a partir de la composición de dichos gases. El exceso de aire puede calcularse aplicando la siguiente fórmula aproximada:

$$n = \left( \frac{0.21 \times N_2}{0,21 \times N_2 - 0,79 \times O_2} - 1 \right) \times 100$$

Siendo:  $N_2 = 100 - (CO_2 + SO_2 + CO + O_2)$

Donde:

$N_2, O_2, CO_2, SO_2, CO$  = Concentración volumétrica de  $N_2, O_2, CO_2, SO_2, CO$ , respectivamente en los gases secos de chimenea, %.

El valor encontrado se compara con los valores recomendados por la VGB:

<b>COMBUSTIBLE</b>	<b>EXCESO AIRE, %</b>
Petróleo y gas	5 a 10
Carbón Pulverizado	20 a 40
Carbón en parrillas	35 a 45

Un exceso de aire por debajo del recomendado es causa de la presencia de inquemados en los gases de combustión. Por otro lado, un exceso de aire por encima del recomendado supone un mayor consumo en calentar un aire adicional innecesario; además puede producir inquemados al crear zonas frías en la cámara de combustión.

El ajuste del volumen de los gases de chimenea supone establecer un tiro adecuado.

### **Temperatura Excesiva**

Una temperatura aceptable de los gases de chimenea está entre 180°C y 220°C. Por debajo de 150 °C aparece el punto de rocío ácido de los gases de combustión que contienen azufre, provocando daños por corrosión al condensarse el SO<sub>2</sub>

Con el objeto de reducir las pérdidas debido a una temperatura excesiva, se aconseja acometer las siguientes acciones:

- Limpiar las incrustaciones de las superficies de intercambio de calor del lado del agua.
- Limpiar el hollín de las superficies de intercambio de calor del lado de los gases
- Dar tratamiento adecuado al agua de alimentación.
- Verificar el área de la superficie de intercambio de calor.

### **Por Combustible no Quemado (Inquemados)**

La presencia de inquemados en los gases de combustión representa una pérdida de la potencia calorífica del quemador. La oxidación total del carbono hacia CO<sub>2</sub> libera 32,8 MJ/kg y si la oxidación es parcial o no se lleva a cabo no se obtienen.

Los inquemados se clasifican en quemados gaseosos y en residuos sólidos sin quemar. Por practicidad se tratará de separar las acciones a emprender para reducir estas pérdidas atendiendo a esta clasificación.

### **Inquemados Gaseosos Excesivos**

Los inquemados gaseosos se refieren principalmente a los combustibles líquidos y gaseosos. Cuando la presencia de estos inquemados sobrepasan el 0,2% de CO + H<sub>2</sub> se recomiendan las siguientes acciones para reducirlos:

- Incrementar la turbulencia.
- Ajustar el aire de combustión
- Corregir la forma de la llama
- Aumentar la temperatura de la cámara
- Comprobar la presión del combustible
- Regular la boquilla del combustible
- Verificar las especificaciones del combustible

Cambiar los puntos de consigna en el control de la combustión.

Para el caso específico de combustibles líquidos se recomienda:

Controlar la viscosidad del combustible

Mejorar la pulverización del combustible

Hacer uso complementario de aditivos en casos muy especiales.

### **Inquemados Sólidos Excesivos**

Los inquemados sólidos se refieren principalmente a los combustibles sólidos. En una combustión correcta, la cantidad de estos inquemados retenidos en el cenicero del hogar es del orden del 1 a 2% en peso de la escoria y la cantidad de los mismos arrastrados por los gases de chimenea representa hasta un 8% en peso de las cenizas volantes.

Si el valor obtenido de la pérdida de calor por inquemados sólidos fuera superior al 4%, es aconsejable la aplicación de las siguientes acciones para reducirla:

Ajustar el aire de combustión.

Emplear hogares con un elevado grado de fijación de escoria, sobretodo en grandes instalaciones.

Retroalimentar al hogar las cenizas volátiles recogidas del electrofiltro.

Comprobar las especificaciones del carbón.

Para la combustión en parrillas se recomienda:

Regular el alimentador de carbón.

Ajustar la velocidad de la parrilla y la altura de la capa de carbón.

Emplear un carbón de granulometría apropiada

Aumentar la longitud de la bóveda delantera de secado.

Utilizar la técnica de aspiración delantera para mejorar el secado.

Para la combustión de carbón pulverizado se recomienda

Aumentarla finura de la molienda hasta donde sea económicamente posible.

Ajustar la boquilla.

Aumentar la turbulencia del aire secundario.

Empitonar los tubos del hogar y recubrir con refractados la zona de encendido.

Separar los vahos y el carbón molido en un ciclón e introducir el carbón seco por los quemadores y los vahos en la zona inferior del hogar.

En general, conviene verificarla regulación y el control de la combustión. Un sistema de regulación del tipo de controladores cruzados, es conveniente para asegurar siempre un exceso de aire, tanto cuando la carga aumenta (primero aumenta el caudal del aire) como cuando disminuye la carga (primero disminuye el consumo de combustible).

### **Por Radiación Excesiva**

La variación aceptable de las pérdidas de calor por radiación + convección debe estar entre 0,5% y 5% a plena carga, de acuerdo con el tamaño de la caldera.

Cuando se superan largamente los valores, conociendo la potencia de la caldera y el porcentaje de carga, se recomienda reducir estas pérdidas excesivas poniendo en práctica las siguientes acciones:

Reparar parcial o totalmente los refractarios y/o aislamientos.

Aumentar el espesor del aislamiento o instalar otro tipo de aislamiento con mejores propiedades.

Procurar que las unidades trabajen en lo posible a carga nominal.

### **Por Purgas Excesivas**

El rango de variación aceptable de las pérdidas de calor por purgas es de 0,4 % al 1 %, según la calidad del agua de alimentación.

Para el cálculo de la purga mínima permisible en calderas de baja y mediana presión, se puede hacer uso de los valores prescritos en la norma UNE-9075, presentada en la Tabla II(pag. 22), y la relación siguiente:

$$P_m = \frac{SD_w}{SD_p - SD_w} \times W$$

Donde:

SD<sub>w</sub> = Sólidos totales disueltos en el agua de alimentación, ppm.

SDP – Sólidos totales permisibles del agua en el interior de la caldera, ppm.

W – Flujo del agua de alimentación, kg/h.

Si la purga media es menor que la mínima permisible, la concentración de sólidos aumenta con el consiguiente arrastre de sales que darán lugar a las incrustaciones que dificultan la transferencia de calor. Por otro lado, una purga mucho mayor que la permisible es inadmisibles porque se tendrán unas pérdidas de calor superiores a las necesarias.

Para corregir las pérdidas caloríficas excesivas debido a una purga inadecuada, se recomiendan las siguientes acciones:

Reducir las purgas sin sobrepasar los límites recomendados.

Mejorar la calidad del agua de alimentación.

Realizar purga continua en vez de manual.

### **7.8. CALCULO DE AHORRO DE COMBUSTIBLE.**

El ahorro de combustible que se puede lograr mediante la puesta en práctica de las mejoras energéticas, está dado por esta ecuación:

$$A = \left( 1 - \frac{E}{E_m} \right) \times F$$

Donde:

E = Eficiencia térmica actual de la unidad, %

E<sub>m</sub> = Eficiencia térmica mejorada de la unidad, %

F = Consumo actual de combustible, kg/h

### **8. GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE VAPOR**

Las calderas y los equipos asociados para la generación de vapor deben ser diseñados para que su operación sea eficiente por lo que su dimensionamiento deber ser correcto y las líneas de distribución deben ser las apropiadas. Los equipos de combustión de mayor uso son los calderos de vapor. Estos son

usados para transferir energía de un combustible a un fluido que transporta calor a diferentes temperaturas ya sea para ser usados en el proceso o para un calentamiento en diferentes formas.

El transporte del fluido se hace normalmente por tuberías desde la caldera hasta el punto de consumo, que es una clase de equipo térmico, y luego desde éste a la caldera pero con menor contenido energético.

La experiencia demuestra que la gran mayoría de calderas trabaja con eficiencias térmicas menores a la máxima alcanzable, las cuales dependen de la tecnología y del tipo de combustible utilizado. Los valores aproximados para calderos de vapor son:

Calderos pirotubulares estándar de tres pasos (1000 BHP): 80-83% (base PCS).

Calderas acuotubulares sin recuperador de calor (1000 BHP): 78-80% (base PCS).

Asimismo, en los sistemas de distribución de vapor, también se presentan pérdidas de energía que a su vez implican mayor consumo de combustible en la caldera para compensar dichas pérdidas.

En un sistema de generación-distribución en conjunto, el uso ineficiente de la energía puede significar un aprovechamiento tan bajo como del 30% de la energía aportada al sistema por el combustible en la caldera en lugar de un 70% como podría ser en el caso de un sistema optimizado. Esto implica evidentemente un mayor consumo de combustible y el incremento proporcional de los gases de combustión tales como:

Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	Gas de Efecto Invernadero
Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> )	causante de la "lluvia ácida"
óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	causante de la "lluvia ácida"
Monóxido de Carbono (CO)	contaminante
Partículas en forma de hollín	contaminante

En conclusión, es necesario adoptar medidas que permitan incrementar la eficiencia de las calderas y sistemas de distribución de vapor, usando las mejores tecnologías disponibles y aplicando técnicas para incrementar la eficiencia de los calderos y reducir las pérdidas en los sistemas de distribución.

## **8.1. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE CALDERAS**

1) Conocer las características técnicas de la caldera y su influencia en la eficiencia.

- Diseño
- Variables de diseño
- Controles
- Combustibles usados

2) Determinar las condiciones operativas actuales que estén alterando la eficiencia

- Modo de funcionamiento
- Régimen de operación
- Variables de operación
- Controles
- Mantenimiento

3) Realizar mediciones para obtener una base del diagnóstico.

- Análisis de Gases: O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, opcional SO<sub>2</sub>, NO.
- Opacidad de gases (opcional concentración de partículas).
- Medición de Temperatura de gases.
- Medición de flujos: combustible, vapor, purga.
- Temperaturas superficiales: pérdidas por radiación y convección.

4) Efectuar diagnóstico

- Diagnóstico energético de la caldera.
- Planteamiento de mejoras justificadas técnica y económicamente.

5) Los recursos necesarios para la evaluación energética son:

- Personal especializado y soporte.
- Analizador de gases, termómetros, medidores de flujos, pirómetros

## **8.2. TÉCNICAS DE AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE VAPOR**

Existe un gran número de técnicas para incrementar la eficiencia en sistemas de vapor, desde la generación en calderas hasta el punto de consumo, lo que implica reducir el consumo de combustible para generar la misma cantidad de vapor

A continuación se describen las técnicas de ahorro más aplicables a sistemas de vapor de la pequeña y mediana industria, algunos de los cuales son también aplicables a los sistemas de agua caliente.

### **8.2.1. REGULACIÓN DE EXCESO DE AIRE**

Consiste en regular los flujos de aire (mediante la apertura del damper del ventilador) y combustible (mediante la válvula de ingreso al quemador), de tal manera que se mantenga una relación aire-combustible que produzca un mínimo exceso de aire (reflejado por la concentración de oxígeno en la chimenea) para la potencia del quemador que se trabaje, y con una mínima producción de sustancias resultantes de una combustión incompleta (básicamente hollín y monóxido de carbono).

Los diferentes sistemas para controlar el exceso de aire en las calderas, se aplican básicamente dependiendo de la potencia de la caldera y tipo de combustible. Tales sistemas pueden ser:

- De control manual
- De control automático: en bucle abierto, con retroalimentación, con anticipo.

Los tipos de control señalados pueden dar origen a diferentes sistemas: en serie, en paralelo, en serie-paralelo ó con límites cruzados.

En calderas de unos 1000 BHP o más el sistema de control más común lo constituye un sistema mecánico de eje que es una forma simple de control posicionante en paralelo. En este sistema la presión del vapor es detectada por un presostato, cuya señal posiciona eléctricamente un motor que a su vez acciona mecánicamente, mediante un mismo eje, la válvula del combustible (a través de una leva) y el damper del ventilador del aire de combustión, tratando de mantener una relación aire-combustible más o menos constante. Sin embargo con frecuencia sucede que no están ajustados para mantener el exceso de aire al mínimo posible sino que esta regulación es un tanto errática y por lo general con altos excesos de aire, resultado de un ajuste simple sobre la base de una inspección visual de los humos de la chimenea. En estos casos es

necesario ajustar el sistema para lograr un mínimo de exceso de aire, mediante la apertura o cierre del damper de aire (ajuste grueso) y la apertura o cierre de la válvula de combustible posicionando adecuadamente los pines de la leva (ajuste fino); para ello se necesita un análisis de gases y determinación de la opacidad de humos (Índice de Bacharach). Este ajuste usualmente se hace al momento de la instalación de la caldera o después de un mantenimiento de la unidad, dado que hay fluctuaciones en la calidad del combustible y el estado mecánico operativo del sistema de combustión en su conjunto, se requiere de ajustes periódicos para mantener el exceso de aire deseado.

El nivel mínimo de exceso de aire a emplear depende del combustible usado y del tipo de quemador disponible. Para quemadores de tiro forzado y aire sin precalentar, los niveles de exceso de aire a conseguir mediante los ajustes del sistema de control serán los que se indican en el cuadro 1.

**Cuadro 1. Nivel recomendado de exceso de aire y otros parámetros.**

<b>Parámetro</b>				
<b>Combustible</b>	<b>Exceso Aire (%)</b>	<b>O<sub>2</sub> en chimenea (%)</b>	<b>CO en chimenea (ppm)</b>	<b>Opacidad de humos (Índice Bacharach)</b>
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

Los beneficios que se logran al reducir el exceso de aire son los siguientes:

- Menores pérdidas de calor con el gas de chimenea que abandona la caldera, en virtud de que deja de calentarse innecesariamente aire en exceso que es evacuado junto con los gases. A menor volumen de gases de chimenea, menores son las pérdidas de calor.
- Mayor transferencia de calor radiante.

- Reducción de las emisiones de gases contaminantes, en virtud de que se quema menos combustible para satisfacer la misma demanda de vapor.
- En resumen una mayor eficiencia de la caldera, representa menor costo de producción de vapor por el menor consumo de combustible y consiguiente ahorro económico para la planta.

Las inversiones requeridas para ajustar los sistemas mecánicos son bajas, los gastos de puesta a punto de la caldera, son normalmente gastos propios de mantenimiento.

**Reemplazar quemadores On-Off por quemadores modulantes**

Se trata de que la potencia del quemador esté de acuerdo a la carga de la caldera, las mejoras en la eficiencia pueden ir desde un 75% con sistemas On-Off a un 77% trabajando con sistema modulante. La inversión requerida puede ser cuantiosa, pero puede justificarse dependiendo de las horas de operación de la caldera y el consumo de combustible.

### **8.2.2. REDUCCIÓN DE LA PRESIÓN DE VAPOR**

En términos generales a medida que la presión del vapor en una caldera aumenta, también aumentan las pérdidas de energía debido a las altas temperaturas del gas de chimenea, mayores fugas de vapor, pérdidas de calor a través de las paredes de la caldera y tuberías de distribución y mayores pérdidas de vapor a través de las trampas.

La reducción de la presión del vapor a un nivel compatible con las necesidades de temperatura del usuario, debe ser estudiada muy cuidadosamente, a fin de que se logren los ahorros y mejoras en la eficiencia de la caldera sin que aparezcan otros problemas si la reducción es excesiva, tales como:

**Incremento del arrastre de la humedad**

- Aumento del volumen específico del vapor
- Funcionamiento inadecuado de trampas y algunos instrumentos sensibles a la temperatura
- Menor transferencia de calor en los equipos usuarios de vapor
- Pérdida de rendimientos en equipos accionados por vapor

### **8.2.3. REDUCCIÓN DE FORMACIÓN DE DEPÓSITOS**

En una caldera pueden formarse depósitos tanto en el lado del agua como en el lado de los gases. En el primer caso los depósitos se forman por causa de un mal tratamiento del agua de alimentación a la caldera, principalmente por un mal ablandamiento, es decir que el agua de aporte tiene todavía sales de calcio y magnesio que no fueron previamente removidas en su totalidad en los equipos de ablandamiento, depositándose en los tubos por efecto del calor.

Una calidad pobre del agua afecta la eficiencia de la caldera de dos formas:

- Se requiere una mayor purga, dando como resultado mayores pérdidas de calor
- Los depósitos de sales (caliche) en los tubos, constituye una barrera para la transferencia de calor gases-agua, que provoca no sólo la elevación de la temperatura de los gases de chimenea, con la consiguiente pérdida de calor, sino también el recalentamiento de los tubos y la posible falla de los mismos.

En el lado de los gases, los depósitos de hollín se originan por una mala combustión del combustible, debido a una pobre mezcla aire-combustible o por defecto de aire. Cuando el hollín se deposita en los tubos, también actúa como una capa de aislamiento que reduce la transferencia de calor gases-agua

El resultado global es que los gases salen de la caldera a alta temperatura y la eficiencia de la unidad se reduce por no haberse aprovechado todo el calor de los gases.

En la planta es fácil darse cuenta cuando una caldera manifiesta suciedad en las paredes de los tubos, simplemente por elevación de la temperatura de gases de chimenea. Para calderas pirotubulares de 3 pasos (con exceso de aire normal), una temperatura por encima de 220°C en llama alta, ya es un indicio de que se están produciendo depósitos en los tubos. Temperaturas de 350°C o más representa una grave suciedad y riesgos de daños para los tubos y placas de la caldera, por recalentamiento y excesiva dilatación

#### **8.2.4. RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS**

La recuperación de condensados implica un ahorro de combustible en la caldera y menores costos de generación de vapor por las siguientes razones:

- El condensado normalmente retorna a una temperatura de 70 a 90 °C, lo cual significa que contiene una cantidad de calor que si no es aprovechada, tiene que ser aportada por el combustible para calentar el agua de alimentación hasta la misma temperatura.
- Si el condensado (que es esencialmente agua pura se pierde); el agua de alimentación tiene que ser tratada, lo cual implica mayores gastos operativos para el tratamiento y el costo mismo del agua
- El agua de alimentación que reemplaza a un condensado no aprovechado contiene impurezas que incrementan el régimen de purga y las pérdidas de calor asociados a dicha purga.

Un factor adicional que favorece la recuperación de condensados es la protección del ambiente, ya que la descarga de fluidos calientes tiene un impacto negativo en los cuerpos receptores (ríos, lagos, etc.)

#### **8.2.5. USO DEL CONDENSADOR DE VAPOR POR CONTACTO**

El condensador de vapor por contacto es un equipo que se utiliza para obtener agua caliente aprovechando los vapores residuales de baja presión, enfriándolos usualmente con agua fría. Está constituido por un cilindro vertical con varias entradas y salidas:

- Entrada de agua refrigerante
- Entrada de vapor de baja presión
- Salida de agua condensada
- Salida de incondensables

En el diseño de estos equipos los criterios a seguir son:

- Evitar demasiadas caídas de presión
- Evitar arrastres de gotas de agua
- Eliminar bolsas de aire
- Utilizar agua tratada para evitar incrustaciones

### **8.2.6. USO DEL VAPOR FLASH**

En muchas plantas se utilizan grandes cantidades de vapor a distintos niveles de presión, en esos casos se puede hacer uso del vapor flash de los condensados.

El vapor flash o revaporizado es un vapor con las mismas características de un vapor vivo y se forma cuando un condensado reduce su presión (por ejemplo en trampas de vapor, purgas de calderas, etc.) con lo que parte del condensado se convertirá en vapor a la misma temperatura que corresponda a la presión inferior.

La separación del vapor flash del condensado se realiza en un tanque de expansión, que no es más que un depósito vertical donde se produce una disminución de velocidad de flujo del vapor y condensado. El depósito permite la caída del condensado al fondo de donde es evacuado por una trampa de vapor, mientras el vapor flash, que se encuentra a menor presión sale por la parte superior del tanque hacia el punto de consumo.

De esta forma, el ahorro obtenido es importante y la inversión se amortiza en muy poco tiempo, ya que la instalación suele ser bastante simple

### **8.2.7. REDUCCIÓN DE FUGAS DE VAPOR**

Cualquier fuga de vapor en tubería, equipos o accesorios, representa una pérdida de energía. En una planta con una red de vapor extensa, la aplicación de un programa de reducción de fugas, puede significar un importante ahorro de dinero.

### **8.2.8. MANTENIMIENTO DE TRAMPAS DE VAPOR**

Las pérdidas por mal funcionamiento y deterioro de las trampas de vapor o purgadores pueden llegar a ser superiores al 10% del total producido en las calderas. Por ello, es importante tomar la debida atención a dichos dispositivos, para lo cual se debe considerar lo siguiente:

- Selección del tipo adecuado de trampa para el servicio requerido.

- Diseño adecuado de las tuberías de drenaje de condensado.
- Uso de filtros de protección para las trampas.
- Revisiones periódicas del funcionamiento de las trampas y limpieza de filtros.
- Mantenimiento necesario para conservar el sistema de trabajando en las condiciones óptimas.

Las causas de pérdidas de energía a través de trampas se pueden calificar en:

**a) Pérdidas directas**

Son las que se producen por la descarga de vapor vivo a través de la válvula de escape de la trampa. Estas pérdidas pueden producirse por el principio en que se basa la trampa para realizar el trabajo, por el sistema de evacuación de aire que lleva, o bien porque la trampa tenga un mal mantenimiento y no funcione correctamente.

**b) Pérdidas indirectas**

Son aquellas que no suponen paso de vapor a través de la válvula de la misma trampa, sino que la causa es el comportamiento de la trampa como pequeño intercambiador de calor con el exterior, es decir se producen pérdidas por radiación y convección al ambiente. Su magnitud depende del tamaño de la trampa, la temperatura de descarga de la misma y la fase en su interior.

Existen varios métodos para verificar el estado de funcionamiento de una trampa de vapor, Así tenemos:

- Método visual: Observación de la descarga de la trampa por un by-pass (hay que saber distinguir entre un vapor vivo y un vapor flash)
- Control por mirillas en línea, tienen que estar bien ubicadas y mantenerlas limpias.
- Control por medición de temperaturas antes y después de la trampa
- Método acústico: chequeo de sonido que produce el vapor o condensado a su paso por la trampa

### **8.2.9. MEJORAMIENTO DEL AISLAMIENTO**

Típicamente las calderas y sistemas de vapor trabajan a una presión de 100 a 150 psig, lo cual significa que las instalaciones desnudas (equipos, tuberías, accesorios, etc.), tienen temperaturas superficiales de 155 a 170 °C aproximadamente, por ello se crean gradientes de temperatura con el aire exterior, que producen pérdidas de energía al ambiente, las cuales son mayores cuando están a la intemperie.

Para reducir las pérdidas de calor al ambiente es necesario que las superficies de tuberías, accesorios, equipos, etc. estén convenientemente aisladas, lo cual permitirá evitar que aproximadamente un 90% de la energía se pierda innecesariamente. El otro 10% se perderá inevitablemente, pues los aislamientos no son 100% eficaces.

Con el uso de aislamiento, al disponer de más vapor se reduce el consumo de combustible, se reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> y se logra recuperar la inversión.

## **9. CONSULTORÍA ENERGÉTICA**

### **9.1. FUNDAMENTOS**

Los objetivos principales del análisis energético de una planta industrial son:  
Informar a los responsables de la empresa acerca de la estructura de suministro y uso de energía en la planta, así como acerca de los potenciales de ahorro.

- Sensibilizar a la gerencia de la empresa con respecto a las posibilidades de ahorro económicos debido al manejo responsable y racional de energía.
- Motivar a todos los empleados a participar activamente en el uso racional de energía.

### **9.2. CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

En prácticamente cualquier área de una planta industrial se emplea la energía, lo que a primera vista hace difícil el proceso de registro de datos energéticos. Tal registro deberá seguir un camino estructurado, a fin de no perderse en detalles durante el análisis

Resulta para ello necesario hacer una clasificación del sistema energético de la industria en estudio, la misma que es arbitraria y puede elegirse cualquier forma de clasificación.

Se emplean diferentes tipos de energía, por ejemplo:

- Energía primaria: electricidad, combustible
- Energía Secundaria: vapor, aire comprimido, etc.

En todas las plantas industriales el consumo de energía se dividen en sectores o áreas, por ejemplo:

- Producción.
- Sistemas de Servicio ó Tecnologías Intersectoriales.
- Otros (las demás áreas).

Otra posible clasificación de los sistemas energéticos en una empresa a fin de sistematizar el análisis es la diferenciación entre:

- La adquisición de energía (todo lo que se refiere a la compra de energéticos, contratos, etc.)
- La transformación de energía (calderos, compresores, transformadores, etc.)
- El transporte y la distribución de energía.
- El uso o consumo de la energía (todos los aparatos consumidores de energía final)

### **9.3. PRINCIPIOS DE ANÁLISIS ENERGÉTICO**

Para la ejecución de un análisis energético, pueden formularse tres fundamentos:

- 1 El análisis se lleva a cabo en forma estructurada, primero se hace un análisis grueso "Top Down" de arriba para abajo, y después un análisis más detallado "Bottom Up" de abajo para arriba, de aquellas partes de la planta que lo requieren.
- 2 No todas las áreas tienen que analizarse con el mismo grado de detalle.
- 3 Para cada paso del análisis debe estipularse y definirse metas antes de

elevarse datos y hacer mediciones. A veces se procede a levantar un sin número de datos de una empresa sin que estos jamás sean evaluados.

### **9.3.1. ANÁLISIS ENERGÉTICO PRELIMINAR**

Puede ser realizado bajo los siguientes fundamentos:

- 1 Evaluaciones de las facturaciones de energía
- 2 Revisión de las instalaciones en forma general.
- 3 Revisión de las instalaciones específicas en forma detallada.
- 4 Elaborar un programa de mediciones definiéndose metas.
- 5 Recopilación de información:
  - Consumos, producción, históricas, etc., de 1 a 5 años.
  - Registro y mediciones de acuerdo a la programación efectuada.

### **9.3.2. PROCEDIMIENTO DE RECOPIACIÓN DE DATOS**

1. Coordinación con los supervisores del estudio.
2. Reunión con los responsables de las áreas:
  - Discusión del procedimiento y alcances del estudio.
  - Definir el cronograma de trabajo de campo y del estudio general.
  - Solicitar información necesaria para el estudio.
3. Ejecución de la campaña de mediciones, dividida por grupos de trabajo (térmico, eléctrico, y otros).
4. Levantar información a través de formatos.
5. Identificación de los equipos de medición por energético con que cuenta la planta, así como sus condiciones de operación.
6. Registrar los perfiles de demanda eléctrica de la planta, por áreas y equipos mayores consumidores.
7. Realizar mediciones puntuales en áreas y equipos de menor importancia
8. Evaluar los principales flujos de energía (agua, aire comprimido, etc.).
9. Evaluar condiciones de operación y de uso no racional de los equipos.

### **9.3.3. EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA**

1. Balance de los consumos de energéticos (energía eléctrica, diesel, residual, otros)
2. Grado de importancia de los energéticos en la planta.
3. Identificación de los mayores consumidores de energía.
4. Determinación de indicadores.
5. Comparación de los indicadores con empresas de similares características.
6. Conocimiento de los sistemas de transformación.
7. Evaluar la importancia de cada sistema (vapor, aire comprimido, agua, etc.)
8. Estimación de potenciales integraciones o aprovechamiento calor ó frío.

### **9.3.4. ANÁLISIS DETALLADO**

El objetivo es:

1. Complementar la información del sistema energético de la planta.
2. Conocer la eficiencia de los sistemas de mayor importancia en la planta.
3. Describir y cuantificar los potenciales ahorros energéticos.

Actividades en el análisis energético detallado

1. Realizar mediciones adicionales en puntos previamente evaluados.
2. Realizar análisis técnicos, comparando con otros sistemas similares o tecnología de punta.
3. Revisar criterios de eficiencia energética en empresas similares.
4. Evaluar los sistemas en detalle y en forma individualizada.

Presentación del Informe y documentación

1. La presentación deberá ser en forma escrita.
2. La sustentación deberá ser en forma oral.
3. Deberá elaborarse un índice que conserve una secuencia apropiada y cuyo contenido debe respetar al referido índice.
4. Deberá ser redactado para una fácil interpretación de lo que se pretende hacer conocer.

#### **IV. CONCLUSIONES**

Como resultado del presente trabajo se identificó los factores críticos (tratamiento químico, mantenimiento, combustión, aislamiento y control ambiental) y rangos específicos para mejorar la eficiencia energética, para lograr la sinergia en busca de ventaja competitiva, al lograr la reducción de costos al evitar pérdidas por un manejo inadecuado.

Otro factor importante es el conocimiento que tiene el personal técnico a cargo de los equipos generadores de vapor, dado que ellos aplican su experiencia pero con limitaciones de carácter técnico al desconocer muchas veces las relaciones entre las diferentes variables que conforman estos factores críticos.

Se define el potencial de eficiencia energética para el sistema industrial.

Existe un rango de eficiencia operativas en calderas, dependiendo del tipo de combustible, el uso de equipos recuperadores de calor y la carga de operación.

Las oportunidades en mantenimiento y operación son muchas para mejorar la eficiencia del caldero y del sistema de distribución de vapor.

Se ha visto algunos ejemplos, tales como:

Tratamiento de agua, retorno de condensado, control de carga, en el sistema de distribución: fugas de vapor, trampas de vapor, aislamiento térmico.

Los beneficios de mejorar la eficiencia de la planta de vapor incluye: Generación, distribución, aplicación de uso y retorno de condensado, para un buen programa es necesario:

Mejorar la competitividad industrial a través de mayor productividad y de menor costo de producción.

Proveer al operador de planta de vapor, las herramientas y la asistencia técnica que requiera para mejorar la operación de su planta de vapor.

Reducir los costos de operación de planta, a través de la operación eficiente y mantenimiento de los equipos de operación, esto reduce el tiempo necesario para reparaciones de rutina e inspecciones. Mejora la seguridad de planta.

Reducir el tiempo de paradas, un incremento en operación y mantenimiento efectivo nos mostrará un correspondiente decrecimiento en la parada de los equipos. Adicionalmente desarrolla las habilidades del personal, e incrementa la confianza del operador.

Es importante el mantenimiento de un registro de la información de operación para que esta sea analizada y usada por las personas involucradas en el proceso en búsqueda de una mejora continua

Para que esta información sea provechosa es necesario tener formatos estandarizados, para luego interpretarla, analizarla y compartirla. Todo esto bajo la estrategia corporativa y alineamiento del compromiso de la alta gerencia y políticas de la empresa para unir esfuerzos y realizar las correcciones necesarias. En otras palabras crear una cultura de mejoramiento continuo mediante programas de mayor logro de productividad en forma sistemática y constante.

Es importante el adecuado control de los parámetros para que las emisiones arrojadas a la atmósfera estén dentro de los límites permisibles para no dañar el medio ambiente.

## V. BIBLIOGRAFÍA

Sultz,S;Kitto, J.Steam, Its Generation and Use, 40 th Edition, Ohio, USA 1992

Agree,A,.Industrial Water Conditioning, 9 th Edition-Betz Laboratories, Inc,1991

Manual de Eficiencia Energética de Calderas Industriales , Chumbimuni, A., Fondo Editorial CDI, Itintec, Lima.

Petróleo y Derivados. Petróleos Industriales. Especificaciones, Norma Técnica Peruana, Indecopi, Lima, 2001

Tecnología para el Uso Racional de la Energía en Sistemas de Vapor, Spirax Sarco.

Castillo,P, Ahorro de Energía en las Operaciones de Calderos Industriales-Servicios Integrados, 2º Edicion,Lima

Tratamiento de Aguas Industriales, Vergara F., Kavi editores S.A.

Shield, C; Calderas tipo, características y sus funciones. Quinta impresión. México.

Water and Water Management Mc. Graw-Hill, USA,1975.

Basic Technology for Water Treatment- Seminar for Water Treatment Formulator. Buckman Laboratories, Inc Memphis USA.

Water Analysis Handbook Hach Company ,USA, 1989

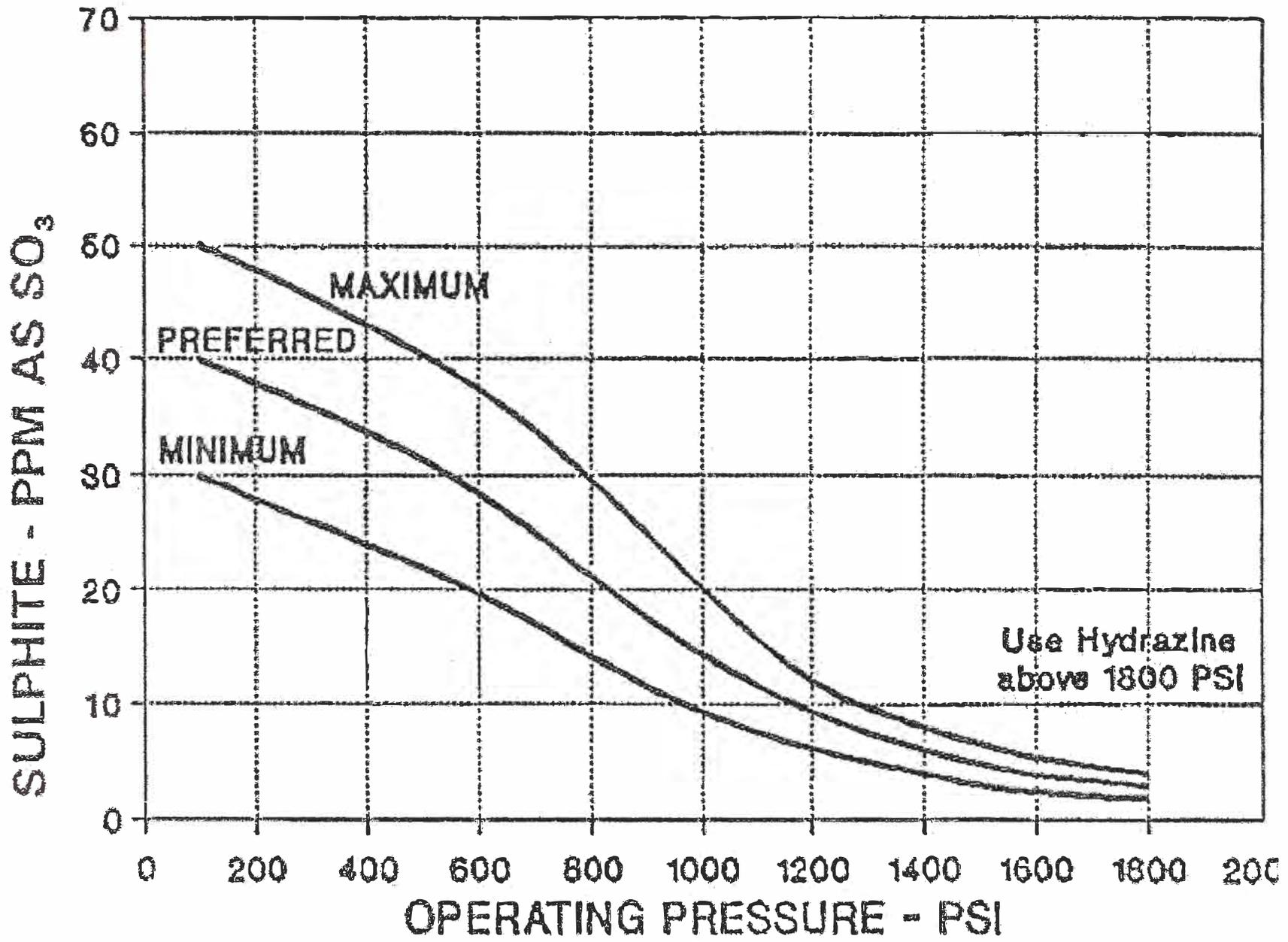
Análisis del agua, E,Merk, Darmstadt Alemania

Kemmer F., The Nalco Water Handbook, Mc Graw- Hill Book Company 1979.

## **Anexos de Gráficos para tratamiento Químico**

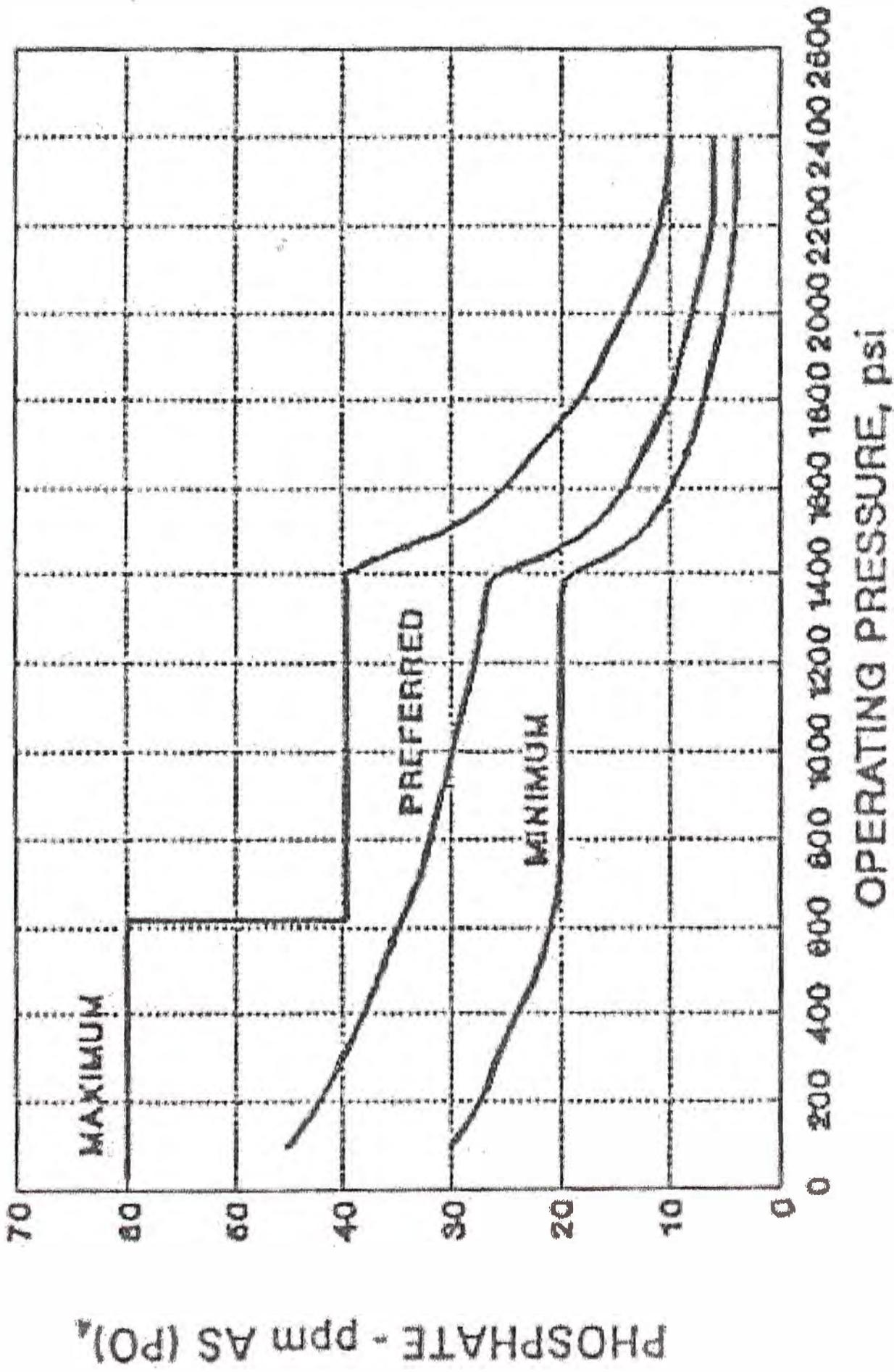
# Gráfico 1

## Sulfito Residual Recomendado

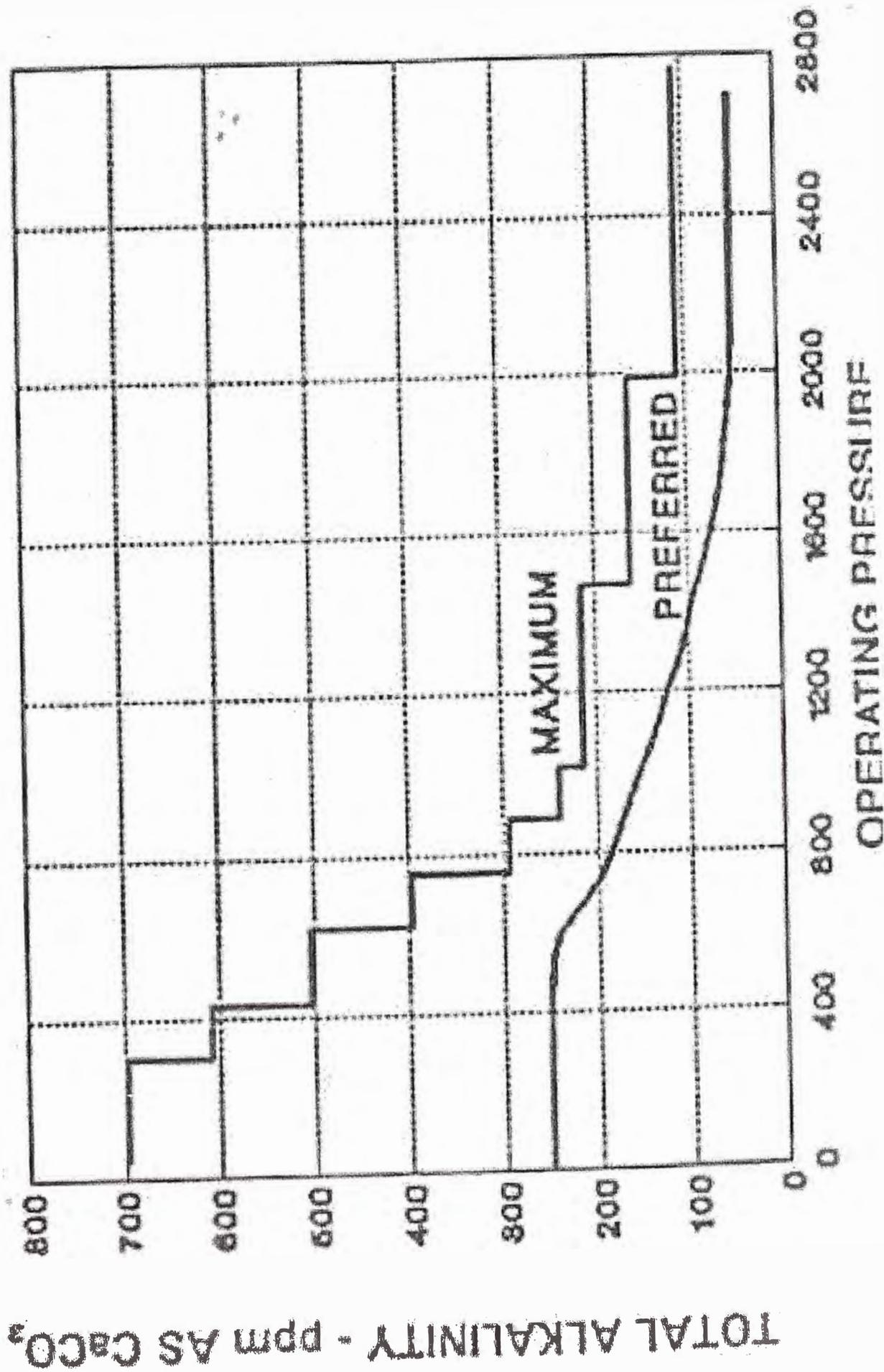


# Gráfico 2

## Fosfato Residual Recomendado



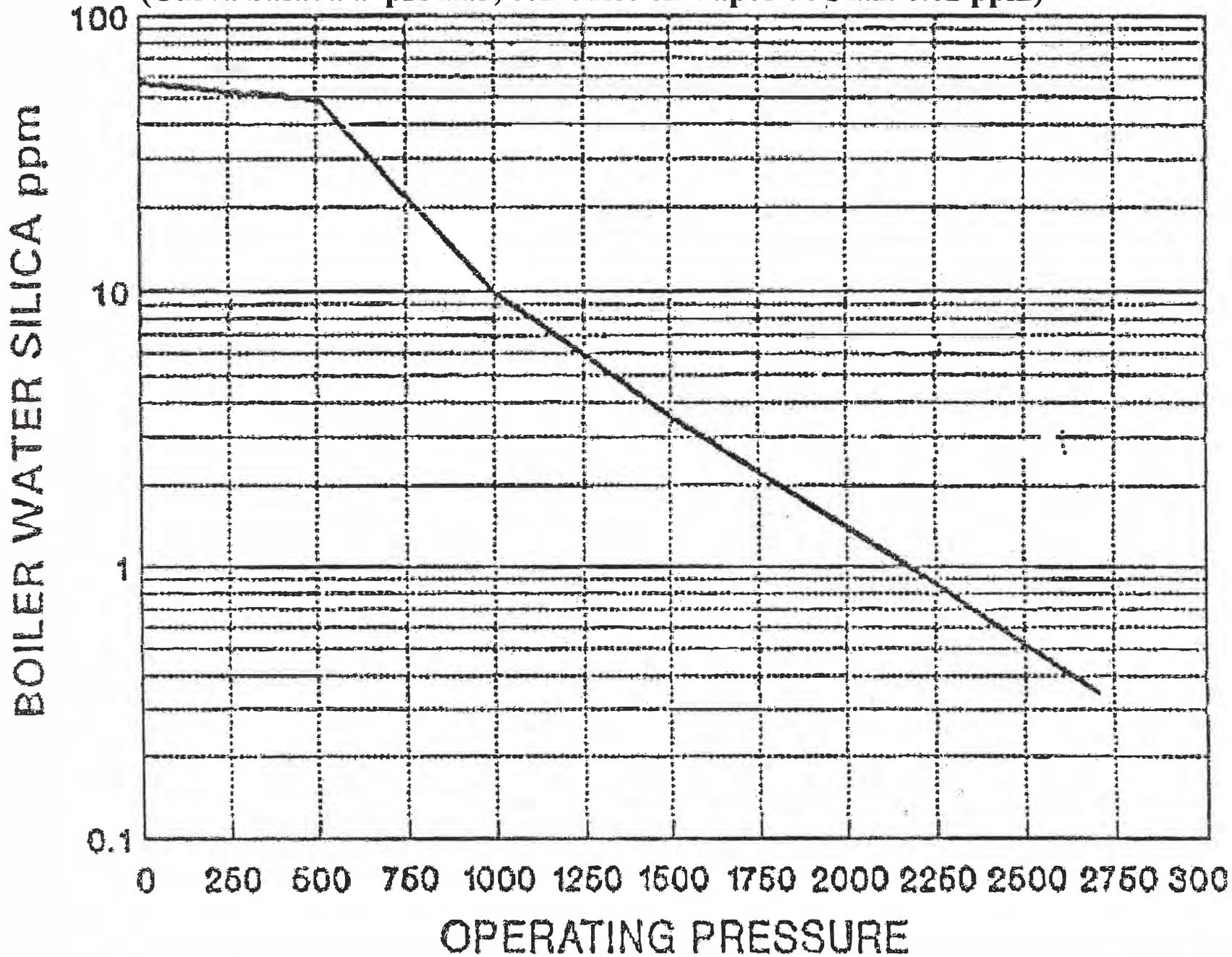
**Gráfico 3**  
**Alcalinidad Total Recomendada**



# Gráfico 4

## Concentración Recomendada de Sílice

(Curva basada a pH 11.3, con Sílice en Vapor de Max. 0.02 ppm)



# Gráfico 5

## Tratamiento de Fosfato Coordinado

### Curva de Whirl Purcell

