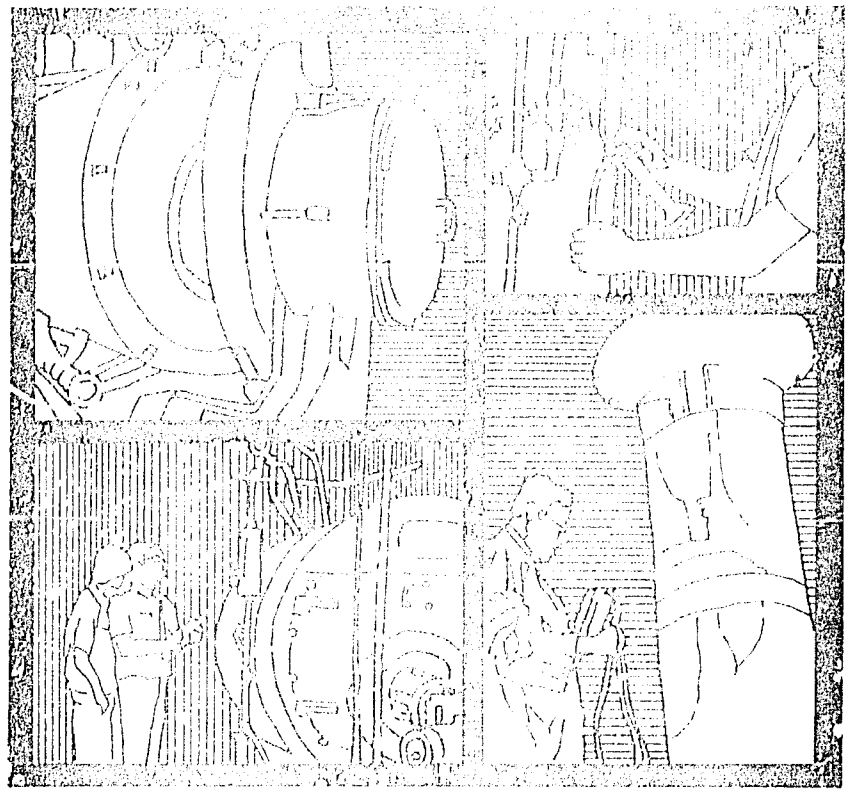


Mejoramiento de la eficiencia de operación de calderas de vapor

Patrocinado por la Oficina de Recursos Energéticos de Georgia

Realizado por la Estación Experimental de Ingeniería del Instituto de Tecnología de Georgia

***

ICAITI–Proyecto de Eficiencia Energética en la Industria Regional (P.E.E.I.R.)

Edición Preliminar

PN-AEY-
52631

MEJORAMIENTO DE LA EFICIFNCIA DE OPERACION DE CALDERAS DE VAPOR

Patrocinado por la

OFICINA DE RECURSOS ENERGETICOS DE GEORGIA

Realizado por la

ESTACION EXPERIMENTAL DE INGENIERIA DEL
INSTITUTO TECNOLOGICO DE GEORGIA

Atlanta, Ceorgia

1981

Versión al español por el
Instituto Centroamericano de Investigación y Tecnología Industrial
ICAITI
Avenida La Reforma 4-47, Zona 10
Guatemala, C. A.

ADVERTENCIA IMPORTANTE

No es posible preparar una guía como ésta, que pueda ser de aplicación general en todas las instalaciones de calderas industriales. Debido a la amplia variedad de sistemas de control de combustión, los diseños de quemadores y las geometrías de los hornos actualmente utilizados, y asimismo a la variación de las demandas de operación, será necesario suplementar esta guía con otras fuentes de información disponibles para el personal que maneja calderas. Estas podrían ser:

- Asesoría de ingenieros de planta
- Manuales de operación y de mantenimiento de calderas
- Fabricantes de equipo de calderas y sus organizaciones de servicio.

Deben observarse siempre los códigos de seguridad locales y nacionales respecto a calderas. Antes de tomar acción alguna debe solucionarse cualquier contradicción aparente entre estos códigos, los manuales para calderas y la presente guía. Se pretende que este manual sea utilizado para calderas alimentadas con combustibles convencionales (ej., carbón, aceites combustibles #2 a #6, y gas natural). Aunque muchos de los conceptos y las recomendaciones podrán aplicarse a otros combustibles, éstos pueden requerir consideraciones y métodos especiales que no se incluyen en este documento.

SALVEDAD

El contenido de este manual se ofrece como una guía. El Instituto Tecnológico de Georgia (Georgia Institute of Technology), la Estación Experimental de Ingeniería (Engineering Experiment Station) y todas las fuentes técnicas referidas en este manual (a) no otorgan ninguna garantía o representación, expresa o implícita, con respecto a la exactitud, exhaustividad o utilidad de la información contenida, o que el uso de cualesquier información, aparato, método o proceso descrito en este informe no pudiera infringir derechos de propiedad particular; (b) no asumen responsabilidad alguna con respecto al uso de cualesquier información, aparato, método o proceso divulgados en este informe o con respecto a los daños que pudieren resultar del uso de los mismos. El presente informe no refleja los puntos de vista o las políticas de las instituciones arriba mencionadas. La mención de marcas o productos comerciales no constituye endoso o recomendación alguna de su uso.

I N D I C E

Sección No.		
1.0	Prólogo	
2.0	Introducción	3
3.0	Descripción de calderas	5
	3.0 Introducción	5
	3.1 Calderas pirotubulares	5
	3.2 Calderas acuotubulares	10
4.0	Técnicas de operación y mantenimiento relacionadas con la eficiencia	15
	4.0 Introducción	15
	4.1 Mantenimiento relacionado con la eficiencia	15
	4.2 Técnicas de operación relacionadas con la eficiencia	21
5.0	Operación eficiente de la caldera	29
	5.1 Introducción	29
	5.2 Fundamentos de la combustión	29
	5.3 Eficiencia de una caldera	31
	5.4 Parámetros que afectan la eficiencia de una caldera	32
6.0	Pruebas de eficiencia de combustión	57
	6.1 Introducción	57
	6.2 Nivel de exceso de aire	57
	6.3 Eficiencia de combustión	57
	6.4 Mediciones de la eficiencia de combustión	59
	6.5 Inspección preliminar de la caldera antes del afinamiento	76
	6.6 Pruebas de eficiencia de una caldera - Afinamiento de la caldera	79
7.0	Sistemas de control de calderas	85
	7.1 Introducción	85
	7.2 Instrumentos de la caldera	85
	7.3 Sistemas de control de combustión	86
	7.4 Costos de sistemas de control de combustión	88
	7.5 Estudio de un caso. Mejoramiento de un sistema de control de combustión	89

Sección No.

8.0	Quemadores		95
	8.1	Introducción	95
	8.2	Quemadores de gas	96
	8.3	Quemadores de aceite	98
	8.4	Quemadores de carbón	101
9.0	Tratamiento del combustible		109
	9.0	Introducción	109
	9.1	Aceite combustible	109
	9.2	Carbón	110
10.0	Recuperación de calor en calderas		113
	10.1	Introducción	113
	10.2	Economizadores	113
	10.3	Precalentadores de aire	116
	10.4	Recuperación de calor de la purga y retorno de condensado	120
	10.5	Sistema de tanque de evaporación instantánea	123
	10.6	Turbina de estrangulamiento	123
	10.7	Criterio de selección	126
	10.8	Mantenimiento y operación	137
11.0	Tratamiento básico de agua de calderas		139
	11.1	Introducción	139
	11.2	Impurezas en el agua	139
	11.3	Problemas causados por agua de baja calidad	142
	11.4	Tipos de tratamiento de agua	145
	11.5	Purga	146
	11.6	Equipo usado para el tratamiento de desechos	148

Apéndices

Apéndice A	Características de combustibles		A-1
	A.0	Introducción	A-1
	A.1	Combustibles gaseosos	A-1
	A.2	Aceites combustibles	A-3
	A.3	Carbón	A-5
Apéndice B	Consideraciones sobre contaminación ambiental		B-1
	B.0	Introducción	B-1
	B.1	Partículas de material	B-1
	B.2	Dióxido de azufre	B-3

Sección No.

	B.3	Oxidos de nitrógeno	B-3
	B.4	Monóxido de carbono	B-5
	B.5	Hidrocarburos	B-7
	B.6	Oxidantes	B-7
Apéndice C		Factores de conversión a Unidades SI	C-1

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

A "Boiler Efficiency Improvement Training Seminar," patrocinado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, escrito por K.V.B. Inc. Nº de Contrato CR-04-70190

B "Combustion Engineering" (Edición revisada), Riverside Press, 1966.

C "Energy - A Critical Decision for the United States Economy", Samuel M. Dix, Publicista de educación energética, 1977.

D "Energy Conservation Guidebook", preparado por Allied Chemical Corporation

E "Industrial Boilers - What's Happening Today", informe especial de la Revista "Power", febrero, 1977.

F "Measuring and Improving the Efficiency of Boilers", patrocinado por la Oficina de Desarrollo de Alabama, escrito por la Universidad de Auburn

G "Power - Generation Systems", por los editores de la revista "Power" Publicado por McGraw-Hill

H "Steam, It's Generation and Use", preparado por la Compañía Babcock y Wilcox

I "Waste Heat Management Guidebook", NBS Handbook 121, Febrero de 1977. Departamento de Comercio/Oficina Nacional de Normas/Agencia Federal para la Administración de la Energía/Conservación y Ambiente/ de los Estados Unidos de América.

J "World Energy Outlook", Organización para la Cooperación Económica y Desarrollo, 1977.

PROLOGO

Sección 1.0

La mayoría de las calderas industriales pueden funcionar a un mayor nivel de eficiencia de aquel en el que generalmente operan. Según se describe en el presente manual, existen diversos métodos que pueden seguirse para mejorar esos niveles de operación. A medida que aumenta la eficiencia de una caldera disminuye la cantidad de combustible utilizado para producir una cantidad determinada de vapor. Un programa de mejoramiento de la eficiencia puede, como consecuencia, rendir dividendos en términos de ahorro de combustible y dinero. Por ejemplo, considérese una caldera con capacidad nominal de 20 000 lb/h que produce 16 000 lb/h de vapor durante un total de 6 000 horas en el curso de un año. Suponiendo que la caldera es alimentada por gas natural a un costo de $ 4.00 por MBtu, mejorar la eficiencia operativa de 75 por ciento al 80 por ciento arrojará una reducción anual en los costos alrededor de $ 38 000. Si el aumento de la eficiencia es del 70 por ciento al 80 por ciento, el ahorro en los costos será aproximadamente de $ 96 000.

El aumento de la eficiencia de las calderas debería abordarse por supuesto, en forma sistemática. Criterios tales como tamaño, tipo y el nivel actual de eficiencia determinarán qué medidas lógicas han de adoptarse. Con ese fin, una herramienta muy útil es una escala de prioridades. Aunque no sea necesariamente de aplicación universal, la lista que se da a continuación puede ser útil para determinar tanto el estado de una caldera dada, como qué medidas generales deberían considerarse para mejorar la eficiencia. Las medidas se presentan en forma numerada, en tal forma que las acciones con un mayor numeral deberían llevarse a cabo solamente después de que se hayan realizado, o se estén realizando, los pasos precedentes. Los números en paréntesis que aparecen al lado de cada medida se refieren a las secciones de este manual que tratan más a fondo sobre ese tópico.

1.	Mantenimiento de rutina	(4)
2.	Mantenimiento relacionado con la eficiencia	(4)
	a. Eficiencia de combustión	(5,6)
	b. Sistemas de control	(7)
	c. Quemadores	(8)
3.	Tratamiento de materiales	
	a. Tratamiento del agua de alimentación	(11)
	b. Tratamiento del combustible	(9)
4.	Recuperación de calor	(10)

Nota del Traductor: 1 MBtu = 1 mega Btu = 1×10^6 Btu = 1055×10^6 joules
El Apéndice C presenta factores de conversión del Sistema Inglés al Sistema Internacional de Unidades (SI).

INTRODUCCION

Sección 2.0

Se ha estimado que cerca de un 16 por ciento de la energía total que consume los Estados Unidos de Norteamérica se utiliza en la generación de vapor para procesos industriales. El consumo efectivo de energía en los Estados Unidos, en 1975, fue aproximadamente de 75.5×10^{15} Btu. Aunque las numerosas proyecciones disponibles acerca de la demanda de energía para el año 1985 varían, la mayor parte de ellas superan los 93×10^{15} Btu, cifra que presupone un aumento de más del 23 por ciento durante el período de diez años involucrado.

Las cifras anteriores simplemente ilustran que las calderas industriales en los Estados Unidos utilizan una enorme cantidad de energía en forma de combustible. El marcado aumento de los precios, juntamente con las reducciones periódicas o permanentes en la disponibilidad de los diversos tipos de combustibles, indican claramente que ha llegado el momento de la conservación de esta fuente de energía.

El presente manual tiene el propósito de ayudar a los usuarios de calderas industriales a identificar las áreas específicas de posibles ahorros de energía mediante el mejoramiento de la eficiencia de la operación de la caldera. En virtud de consideraciones de índole práctica, el contenido del manual se ha mantenido en un nivel general. Por consiguiente, antes de que un usuario de este manual incurra en algún gasto de capital o implante algún cambio en el método de operación, debe consultar con el fabricante de la caldera y/o con una compañía consultora competente para obtener asesoría especifica.

Como puede advertirse al examinar el índice, el presente manual está organizado en capítulos que empiezan con una consideración general de las calderas en la Sección 3, presentándose en la Sección 4 una amplia discusión de las técnicas operativas y las prácticas de mantenimiento que conducen a mayores eficiencias de operación. En las Secciones 5 y 6 se tratan los conceptos fundamentales de combustión, y se expone con algún detalle cómo determinar la eficiencia de operación y cómo afectan a esa eficiencia numerosos parámetros. Las Secciones 7, 8 y 9 concentran la discusión de los sub-sistemas de una caldera y como afectan estos la eficiencia de la caldera. La Sección 10 examina varios enfoques respecto a la conservación de combustible por medio de la recuperación de calor, y la Sección 11 concluye el texto con una descripción de la importancia y los métodos de tratamiento del agua de alimentación.

DESCRIPCION DE CALDERAS

Sección 3.0

3.0 INTRODUCCION

Una caldera consiste esencialmente en un recipiente que contiene agua que se transforma en vapor por la aplicación de calor. Para llevar a la práctica esta función básica, los diseñadores han concebido innumerables configuraciones y variaciones de esencialmente dos tipos generales de caldera, a saber: pirotubulares (o de tubos de fuego) y acuotubulares (o de tubos de agua). En cada caso, sin embargo, la función de la caldera es transferir el calor de los gases de combustión al agua alimentada para llevarla al punto de ebullición a una presión de operación determinada.

3.1 CALDERAS PIROTUBULARES

En las calderas pirotubulares, los gases de combustión calientes se hacen pasar a través de una serie de tubos. Los tubos están sumergidos en el agua de la caldera y actúan como el medio de transferencia de calor. Las calderas pirotubulares se clasifican generalmente como calderas de concha, ya que el agua y el vapor están contenidos dentro de una coraza que aloja los elementos que producen el vapor.

El límite superior práctico de la presión de operación de calderas pirotubulares estándar en los Estados Unidos es de 250 libras por pulgada cuadrada (psi). Esto obedece primordialmente a consideraciones estructurales; específicamente, la fuerza en la dirección longitudinal resultante de la presión del vapor generado es proporcional al producto de la presión y el diámetro de la concha. Más allá de cierto punto no es económicamente viable aumentar el tamaño y el espesor de las planchas extremas, lo cual implica la limitación de presión indicada juntamente con una capacidad máxima alrededor de 25 000 libras de vapor por hora (aproximadamente 750 hp de caldera). Es más común hallar calderas de tubos de fuego con capacidades de 15 000 libras por hora o menos.

Las calderas pirotubulares son normalmente de construcción simple y fuerte, y son relativamente baratas (baja inversión inicial de capital). Otra ventaja es su flexibilidad para adaptarse rápidamente a cambios de carga, aunque son un tanto lentas en alcanzar la presión de operación a partir de un arranque en frío debido a su gran contenido de agua.

Existen dos configuraciones generales de calderas pirotubulares. La caldera tubular de retorno horizontal consiste en una concha (tambor) con tubos de flujo de gas que se extienden a lo largo de ella a través del espacio de agua. El cilindro va suspendido de una armazón de acero dentro de una cámara de ladrillo la cual forma un horno (también una cámara de retorno si el diseño es de dos pasos). (Véase Figura 3-1.)

El segundo tipo, que se conoce como el tipo escocés, es una caldera de horno integrado. Estas calderas son esencialmente completas; el horno, que tiene forma cilíndrica, está en el centro de la caldera y los tubos de fuego se extienden al lado y encima de él (véase Figura 3-2).

La mayoría de las calderas pirotubulares son diseñadas para utilizar una disposición de paso múltiple para los gases de combustión, a fin de propiciar una transferencia de calor más eficiente. La Figura 3-3 muestra los patrones más comunes de flujo de gas encontrados. El término "retorno seco" se refiere a que la cámara de retorno ocupa todo el diámetro de la concha; en el diseño de "retorno húmedo" la cámara de retorno está rodeada por el agua de la caldera. Con cada paso adicional de los gases de combustión a través del agua de la caldera (por los tubos de llama) se da una creciente disminución en el calor transferido a medida que baja la temperatura del gas. El diseño de cuatro pasos es en la actualidad el límite práctico.

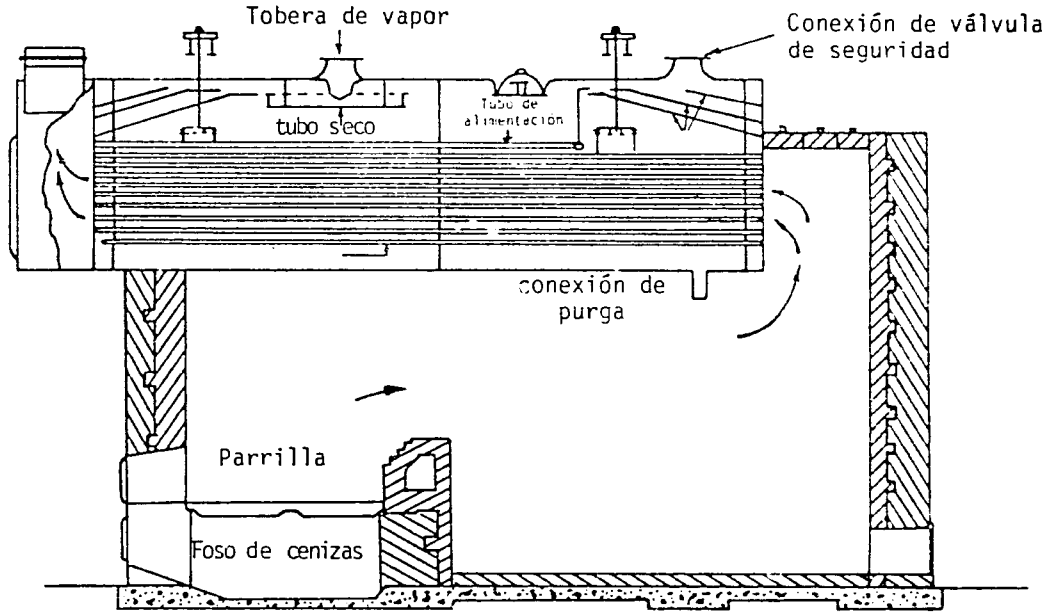


FIGURA 3-1. Caldera tubular con retorno horizontal

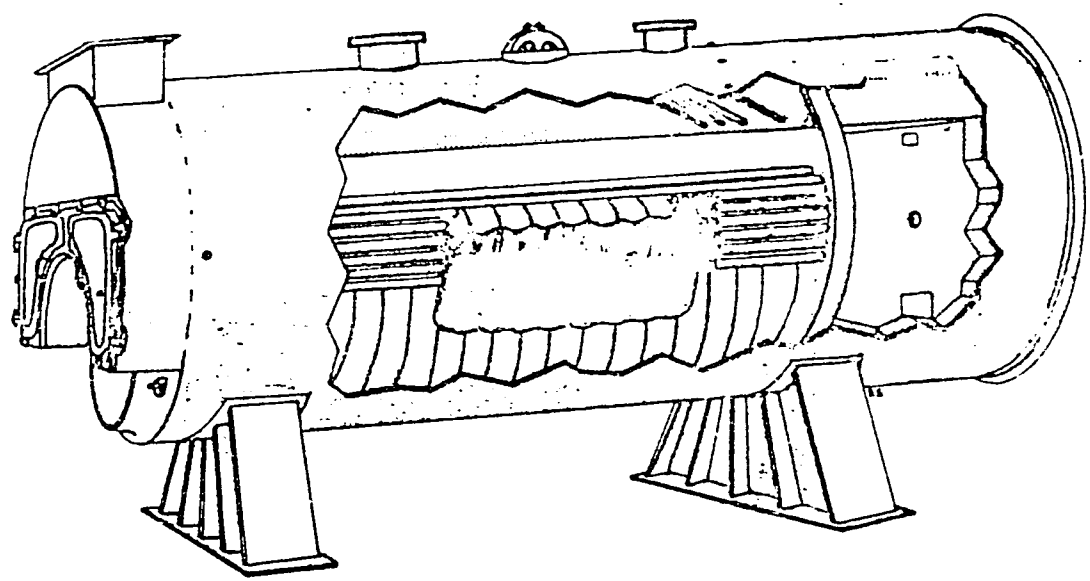


FIGURA 3-2. Caldera de horno integrado (tipo escocés)

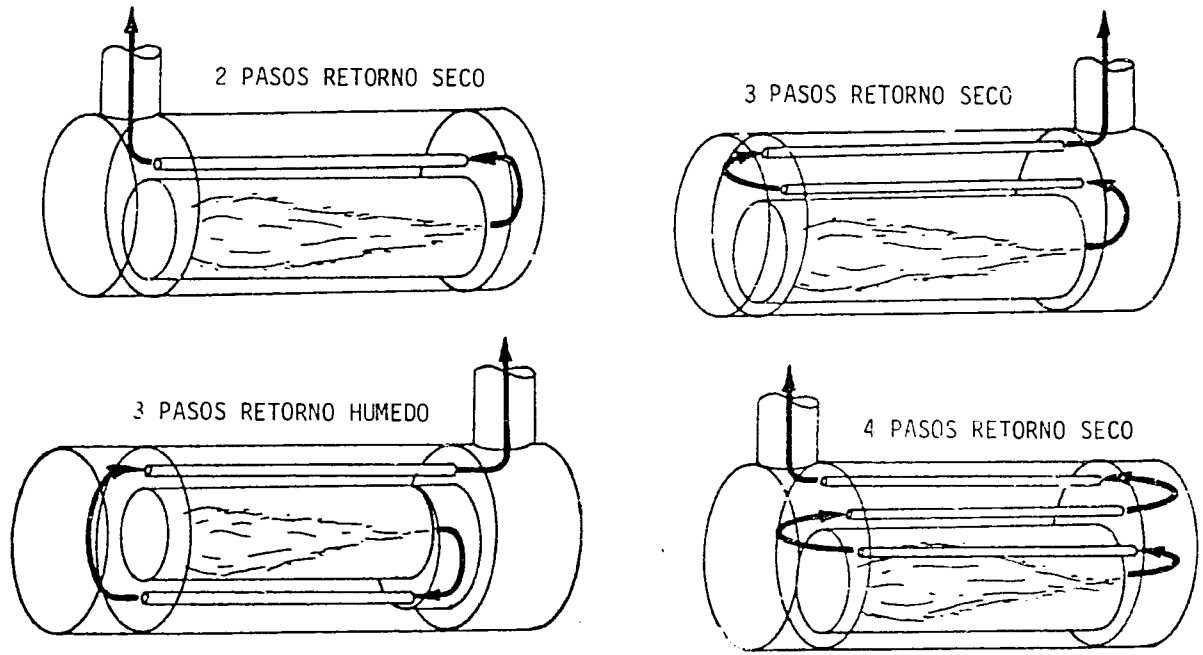


FIGURA 3-3. Patrones de flujo de gas en calderas pirotubulares

3.2 CALDERAS ACUOTUBULARES

Al contrario del diseño de calderas de tubos de fuego, en el cual los gases de combustión pasan dentro de los tubos sumergidos en el agua de la caldera, en las calderas acuotubulares los gases de combustión pasan fuera de los tubos los cuales transportan internamente el agua a fin de transferir el calor necesario para elevar la temperatura y llevar a su punto de ebullición dicho líquido. Existen muchos tipos diferentes de diseños; sin embargo, es general un máximo de tubos verticales o inclinados en las secciones de transferencia de calor por convección y radiación. Además, la mayor parte de los muros de los hornos están cubiertos por bancos de tubos de agua, conocidos como pantallas de agua, que tienen el doble propósito de transferir el calor al agua para su ebullición y también de enfriar el refractario de la pared del horno y así prolongar su vida.

Actualmente, un creciente número de calderas acuotubulares se instalan como unidades "empacadas". La Asociación de Fabricantes de Calderas de los Estados Unidos define este término como "una caldera equipada y despachada en forma completa con equipo de quemado de combustible, equipo mecánico de tiro, controles automáticos y accesorios". La mayoría de estas unidades paquete tienen generalmente una de las tres formas que se muestran en la Figura 3-4; tipos A, D y O.

La Figura 3-5 muestra el patrón general de circulación de agua en una ilustración simplificada de una caldera acuotubular. Esta circulación es factor primordial para asegurar una transferencia de calor y una generación de vapor adecuadas. Tal como se muestra, el tubo izquierdo es denominado tubo de elevación o tubo ascendente. La trayectoria global del flujo conforma un círculo completo a partir del colector de vapor (domo superior). En éste, el vapor es separado de la fase líquida, la que se descarga a través del tubo ascendente hasta el domo inferior (algunas veces llamado colector de sedimentos), retornando nuevamente por el tubo de elevación al colector de vapor de la caldera. La mayor parte de la transferencia de calor ocurre normalmente en el tubo ascendente; este proceso de calentamiento produce la evaporación de una porción del agua. Los tubos ascendentes transportan entonces una mezcla de vapor y agua que tiene una densidad menor que el agua de alimentación que se introduce en el sistema por el domo superior. El agua de alimentación más fría, fluye por gravedad hacia el colector de sedimentos por los conductos descendentes y debido a la diferencia de densidades impulsa dentro de los tubos de elevación a la mezcla agua-vapor que se ha ido formando. El peso de la columna de agua fría se constituye así en una cabeza motríz. Alcanzada la zona de transferencia de calor, el ciclo se inicia de nuevo.

Este patrón natural de circulación es adecuado para la mayoría de las calderas industriales. Solamente las calderas que funcionan en intervalos de presión supercríticos requieren de circulación forzada por medio de bombas. El sistema de circulación debe ser dimensionado debidamente para evitar que se seque la superficie interior de algún tubo; si esto ocurre, el tubo vacío no logra transferir tanto calor al aire como al agua y puede recalentarse y fallar.

Como se aprecia en la Figura 3-4, existen muchas combinaciones diferentes posibles de colectores y cabezales. Según varíe la disposición, el patrón de circulación puede tornarse mucho más complicado que el modelo sencillo que se ilustra en la Figura 3-5. Sin embargo, los principios básicos siguen siendo los mismos.

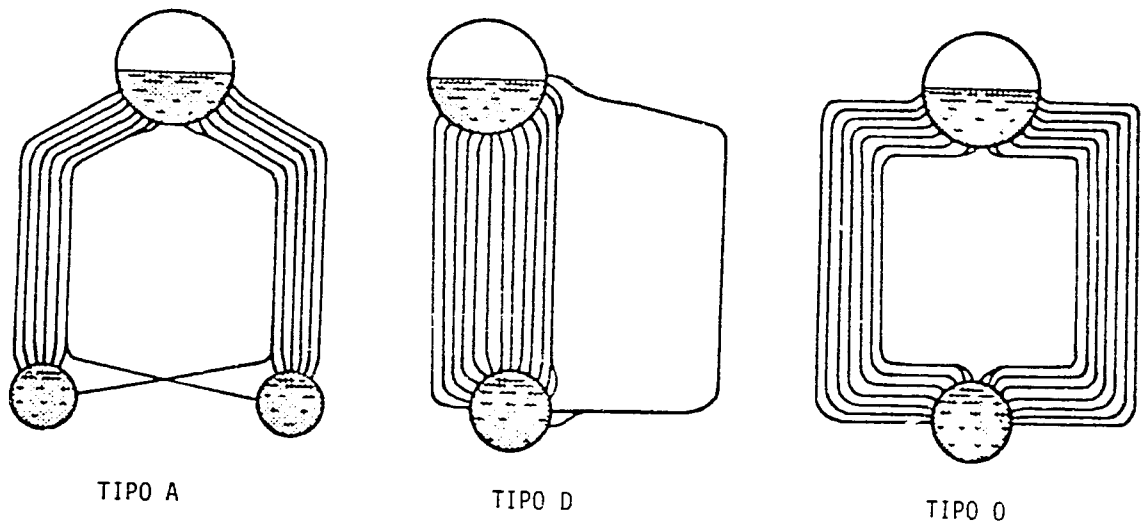


FIGURA 3-4. Configuraciones de calderas acuotubulares

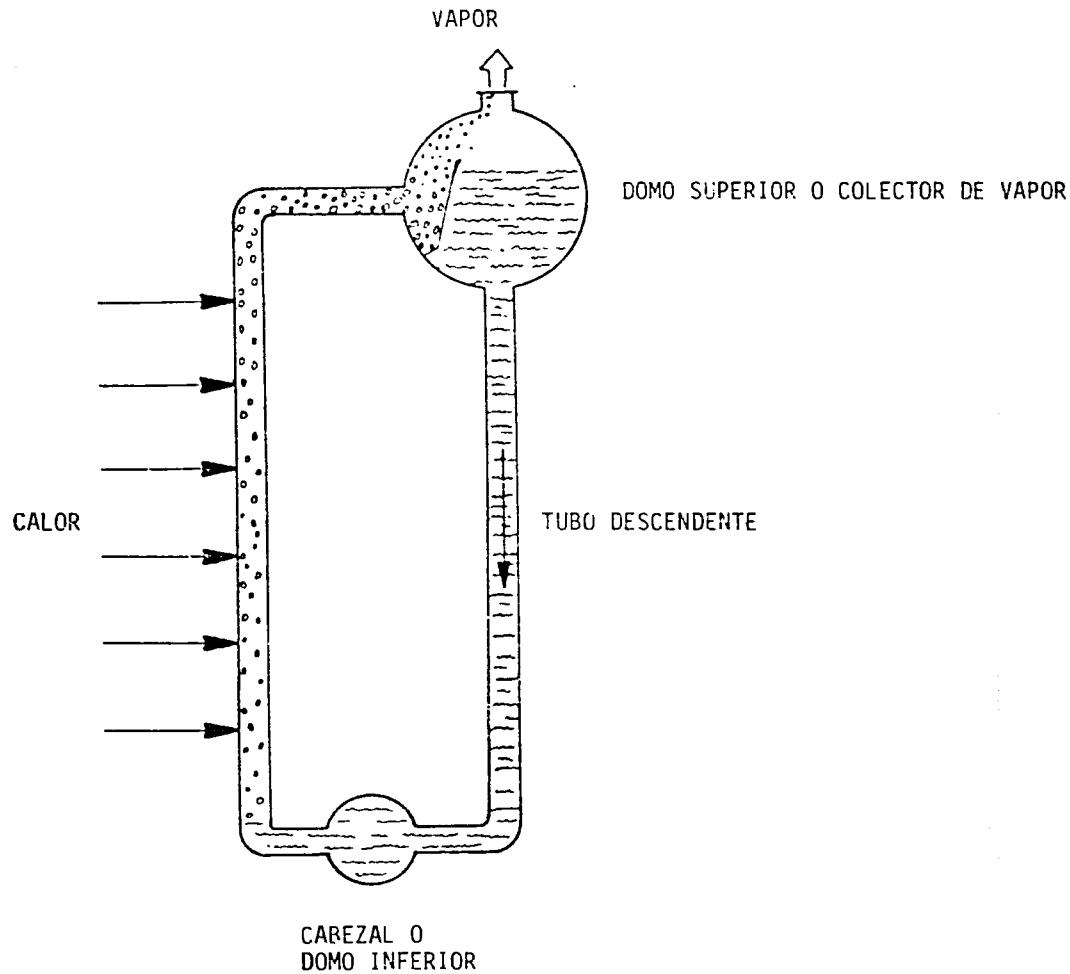


FIGURA 3-5. Patrón de circulación de agua en una caldera acuotubular

TECNICAS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO RELACIONADAS CON LA EFICIENCIA

Sección 4.0

4.0 INTRODUCCION

Este capítulo tiene el propósito de servir como una guía general acerca de las técnicas de operación y las prácticas de mantenimiento relacionadas con la eficiencia de calderas industriales. Naturalmente, la fuente primaria de información sobre los métodos de operación y mantenimiento de calderas es el manual del fabricante. El mejor consejo que se puede dar a cualquier persona involucrada en el manejo de calderas es que siempre que surja un problema específico, consulte primero el manual del fabricante. Si el manual no proporciona la respuesta, entonces es conveniente buscar la asistencia del representante local del fabricante.

Existen muchas opciones disponibles para mejorar la eficiencia de operación y disminuir así el consumo de combustible de las calderas industriales. Mientras que algunos de estos métodos podrían entrañar importantes modificaciones, los que se describen en el presente capítulo requieren escasa inversión de capital.

4.1 MANTENIMIENTO RELACIONADO CON LA EFICIENCIA

El mantenimiento relacionado con la eficiencia pretende llegar un poco más lejos que el mantenimiento preventivo, en el sentido de que está diseñado para prevenir pérdidas de eficiencia operacional que podrían ocurrir antes de que se advierta por el personal o se manifieste un grave deterioro en la capacidad, la confiabilidad y la seguridad de la caldera. Existen cinco síntomas generales en las calderas que un programa de mantenimiento relacionado con la eficiencia ayuda a prevenir. Estos son, aumentos en: (a) la temperatura de los gases de chimenea, (b) el flujo de los gases de chimenea, (c) pérdidas por convección o radiación, (d) las cantidades de purga, y (e) el contenido de combustible en la ceniza o en los gases de combustión. Si alguno de estos parámetros aumentara, esto indica sencillamente que la caldera ha requerido una mayor cantidad de combustible a fin de producir la misma cantidad de vapor que antes que ocurriera el incremento.

4.1.1 REGISTRO DE DATOS EN LA CALDERA - CONTROL DE LA OPERACION

Un registro de datos de la operación de una caldera es un instrumento valioso para identificar las pérdidas de eficiencia y sus causas. El registro continuo de los datos reales de operación resalta las desviaciones de un funcionamiento normal y sirve para señalar las áreas que necesitan atención.

Para que la información sea útil, la caldera debe estar operando bajo condiciones estables de carga. De lo contrario, los datos no serían comparables y podrían, al ser evaluados, conducir a conclusiones erróneas. Si la operación normal de una caldera específica requiere de una carga bastante fluctuante, habría que tomar medidas especiales para conseguir condiciones estables de carga. La supresión de las demandas intermitentes de vapor o la transferencia de cargas variables a calderas auxiliares podrían ayudar a nivelar las condiciones de carga.

Las lecturas específicas que deberán tomarse y la frecuencia de los registros variarán de acuerdo con el tamaño y complejidad del equipo, y la mano de obra disponible. Las grandes plantas de calderas usualmente registran los datos cada hora; las instalaciones pequeñas pueden hacerlo una vez por turno para algunos datos, y diaria o semanalmente para otros. De nuevo, el propósito es establecer un programa de recopilación de datos que sea útil para mantener la eficiencia operativa de la instalación dada.

En general, un registro completo de la operación de una caldera comprenderá la siguiente información:

1) Datos generales para establecer la producción de vapor:

   a. Flujo de vapor (lb/h)
   b. Presión de vapor
   c. Temperatura del agua de alimentación
   d. Temperatura del vapor sobrecalentado (si es aplicable)

2) Datos del sistema de fuego

   a. Tipo de combustible (en calderas de combustibles múltiples)
   b. Régimen de flujo de combustible
   c. Presión de abastecimiento de combustible (no aplicable para carbón)
   d. Presión en los quemadores
   e. Temperatura del combustible
   f. Ajustes del regulador de entrada de aire del quemador (damper)
   g. Presión diferencial del aire entre la caja de ventilación y el hogar
   h. Otros datos de sistemas especiales específicos de la instalación

3) Indicación del flujo de aire:

   a. Gas O_2 de entrada en el precalentador de aire
   b. Gas O_2 en la chimenea
   c. Opcional - registro gráfico del flujo de aire, posición del regulador de aire (damper) del ventilador de tiro forzado, amperaje del ventilador de tiro forzado.

4) Temperatura de los gases de chimenea y del aire:

   a. Gas de salida de la caldera
   b. Gas de salida del economizador o del calentador de aire
   c. Temperatura del aire al calentador de aire

5) Indicación de combustión incompleta.

   a. Medición del CO
   b. Apariencia del humo de chimenea
   c. Apariencia de la llama

6) Presiones del aire y de los gases de chimenea

   a. Presión de descarga del ventilador de tiro forzado
   b. Presión del hogar
   c. Presión de salida de la caldera
   d. Presión diferencial del economizador
   e. Presiones de aire en el calentador de aire y en el lado de los gases

7) Condiciones anormales

   a. Fugas de vapor
   b. Vibraciones o ruidos anormales
   c. Mal funcionamiento del equipo
   d. Exceso de agua de restitución

8) Operación de purga

9) Operación de soplado de hollín

Si es difícil obtener las condiciones de carga estables, debe hacerse menos énfasis en el registro de operación de la caldera, particularmente en los aspectos de mantenimiento relacionados con la eficiencia. En tal caso, deberían efectuarse regularmente exámenes programados de la operación de la caldera bajo condiciones de carga estable, mensualmente para las unidades pequeñas y quincenalmente para las mayores. En las unidades alimentadas con carbón, el contenido de combustible en la ceniza debe determinarse mensualmente. En las unidades alimentadas con carbón pulverizado, la fineza de los granos de carbón también debe verificarse cada mes.

Un ejemplo de cómo podría emplearse el registro de datos de caldera sería el siguiente: Si las lecturas periódicas indicaron un aumento del gas O_2 de la chimenea (elevado exceso de aire), el operador sabría que debe inspeccionar aspectos como el mal funcionamiento del sistema de control, o una presión baja en el suministro de combustible. Véase en la Sección 4.1.5 una discusión más a fondo de los problemas de localización de averías.

4.1.2 APRECIACION RAPIDA DE LA EFICIENCIA

Una apreciación rápida de las condiciones de la combustión puede ser una herramienta efectiva de mantenimiento. Una parte integral de cualquier programa de verificación rápida es el análisis de muestras de gases de chimenea. La composición porcentual de uno o todos los diferentes gases en la muestra es un índice de la eficiencia de la combustión. Un elevado exceso de aire será indicado por lecturas altas de O_2 y bajas de CO_2; una alimentación insuficiente de aire se caracterizará esencialmente por un contenido nulo de O_2 y lecturas altas de CO, y un alto contenido de CO_2 es un indicio de que una combustión esencialmente completa ha sido lograda. Una buena aproximación de la eficiencia de una caldera puede obtenerse por medio del análisis de la composición y temperatura de los gases de chimenea.

El contenido de dióxido de carbono y oxígeno puede medirse por instrumentos electrónicos o aparatos portátiles que operan en base a un principio de absorción química. Ejemplos de éstos son el analizador Orsat y el indicador Fyrite. La vigilancia continua del oxígeno por medio de un instrumento electrónico puede emplearse para controlar automáticamente el exceso de aire en la caldera. Consúltese la Sección 5 para mayor información sobre las técnicas de muestreo y su importancia.

Nuevamente, la frecuencia de estas verificaciones depende de las necesidades de cada instalación particular. Por regla general, las pruebas deberían realizarse por lo menos semanalmente para las unidades pequeñas y diariamente para las más grandes.

4.1.3. AFINACION DE LA CALDERA

La afinación de una caldera constituye una de las más efectivas acciones de mantenimiento relacionadas con la eficiencia. El objetivo principal es lograr una combustión eficiente mediante una cantidad controlada de exceso de aire. Al mantener éste en el nivel práctico más bajo se reduce al mínimo la cantidad de aire que tiene que calentarse a la temperatura de la chimenea, lo cual disminuye, a su vez, el consumo de combustible.

El mejoramiento efectivo de la eficiencia de la caldera que se logra reduciendo el exceso de aire depende de la temperatura inicial de chimenea; normalmente, mientras más alta es la temperatura de chimenea mayor es la mejora de la eficiencia que puede obtenerse con una determinada reducción del exceso de aire. Por ejemplo, una reducción del 100 por ciento del exceso de aire producirá un 0.9 por ciento de mejora de la eficiencia cuando la temperatura de chimenea sea del orden de 600°F, sin embargo solamente dará una mejora del 0.25 por ciento cuando esa temperatura sea de 200°F. La clase de combustible que se emplea no afecta apreciablemente estos valores.

El sistema de control de combustión en la caldera es el medio por el cual la mezcla apropiada de combustible y aire es alimentada al quemador. Como se mencionó arriba, un objetivo primordial en la operación eficiente de una caldera es mantener el más bajo nivel práctico de exceso de aire. Sin embargo, no es deseable intentar mantener la alimentación de aire a un nivel que proporcione las cantidades estequiométricas exactas de oxígeno

(véase Sección 5). Aunque éste sería teóricamente el punto de óptima eficiencia, casi siempre es necesario mantener un margen de exceso de aire en previsión de: posibles variaciones de las propiedades de los combustibles y las condiciones del ambiente, deterioro normal de las piezas de control, la no-repetibilidad de los ajustes de control y los rápidos cambios en el régimen de encendido.

Además, el equipo de combustión debe ser ajustado y mantenido apropiadamente a fin de asegurar una combustión eficiente. Los requisitos de exceso de aire pueden ser afectados por numerosos factores relacionados con los quemadores, tales como la ubicación del dispersor, la posición de la rejilla del aire, la temperatura y las presiones de aspersión del aceite combustible, la temperatura del aire primario y, en algunos casos, el funcionamiento del pulverizador (finura del carbón).

Ante la diversidad de componentes que son esenciales para la operación eficiente de una caldera, los fabricantes de calderas y quemadores recomiendan inspecciones y afinaciones periódicas. Una afinación completa es normalmente una actividad anual, pero debe ser suplementada con las apreciaciones rápidas que se consideraron en la Sección 4.1.2. Algunos operadores tienen destreza para llevar a cabo sus propias afinaciones; quien desee asistencia exterior puede ponerse en contacto con el fabricante de calderas, firmas consultoras de ingeniería especializadas en esta rama, o, en algunos casos, una empresa local de servicios públicos. El costo de este servicio dependerá del grado de afinación requerido.

Una afinación menor debe incluir una revisión de la operación del control automático de aire y combustible dentro de sus límites completos de operación. Asimismo, medidas de temperatura, O_2, CO_2 y CO en la chimenea, y una observación ocular de las condiciones del hogar.

Una afinación más completa involucraría un paro de la caldera y una inspección completa de: refractarios, tubos del horno, compuertas, partes del quemador, instrumentos de control y válvulas y reguladores de combustible. La mayor parte de este trabajo podría efectuarse durante un breve período de inactividad y hacerse completamente en el lugar en que se encuentra instalada la caldera.

4.1.4 LIMPIEZA DE LOS TUBOS DE LA CALDERA

Con el objeto de asegurar una buena transferencia de calor en la caldera, es necesario mantener los tubos libres de depósitos e incrustaciones. Una mala condición del encendido en el quemador es generalmente la causa principal de los depósitos en las superficies externas de los tubos en una caldera acuotubular o dentro de los tubos en una caldera pirotubular. Los sedimentos del lado del agua se deben principalmente a un tratamiento inadecuado del agua. En cualquier caso, el problema causará altas temperaturas en los gases de combustión. Una regla práctica generalizada, que permite estimar la pérdida resultante de eficiencia en una caldera es la siguiente: Por cada 40°F de aumento en la temperatura de los gases de chimenea ocurre una pérdida de eficiencia del 1 por ciento.

Las malas condiciones de encendido mencionadas arriba están relacionadas generalmente con un insuficiente exceso de aire o bien con un ajuste o mantenimiento indebidos en el quemador. Esto da por resultado la formación y acumulación excesiva de carbón y hollín en el horno, tanto en los tubos de los muros del horno como en los bancos de tubos de convección. Una inspección de la caldera revelará si los sopladores de hollín están colocados y funcionando apropiadamente.

Al evaluar la temperatura de gases de chimenea debe compararse ésta con la lectura obtenida cuando se sabía que los tubos estaban limpios. Dado que esa temperatura generalmente aumenta con el régimen de fuego y con el exceso de aire, tales comparaciones deben hacerse bajo condiciones similares de operación de la caldera. En general, las temperaturas en la chimenea variarán normalmente entre 150°F y 200°F sobre la temperatura del vapor saturado. Naturalmente, esto no es válido para calderas equipadas con economizadores o precalentadores de aire.

La limpieza de los tubos puede ser realizada por el personal de planta o por compañías comerciales de servicio y reparación de calderas. Se emplean varios métodos de limpieza, dependiendo de la magnitud y la composición de los depósitos, la edad de la caldera, la construcción de la caldera y el acceso a la superficie de los tubos. El costo de una limpieza de tubos completa puede variar entre varios cientos de dólares para una caldera de 10 000 lb/h y varios miles para unidades mayores. Los gastos casi siempre se justifican por los ahorros resultantes en los costos de combustibles.

4.1.5 LOCALIZACION DE FALLAS DE FUNCIONAMIENTO

La mayor parte de los problemas de funcionamiento que se encuentran pueden ser atribuidos a un número limitado de posibles causas. El registro de datos de la caldera ayudará a identificar los síntomas al indicar las desviaciones relativas a los niveles normales de operación. El Cuadro 4-1, adjunto, servirá como una guía general para localizar las causas de algunos problemas de operación comunes relacionados con la eficiencia de la caldera.

4.1.6 UNIDADES ALIMENTADAS CON CARBON - ASPECTOS ESPECIALES DE MANTENIMIENTO

Las superficies de la parrilla del alimentador deben recibir un buen mantenimiento para asegurar una buena distribución del aire y reducir al mínimo las pérdidas por cernido. Se debe proveer una distribución uniforme del combustible para lograr una combustión eficiente; por consiguiente, los dispositivos de alimentación deben mantenerse en buenas condiciones de funcionamiento.

Algunas unidades con parrilla distribuidora emplean sistemas de reinyección de cenizas muy finas procedentes de los colectores mecánicos o las tolvas de la caldera para lograr mejoras en la eficiencia mediante la reducción de las pérdidas de carbón. Las superficies de sistemas tales como tubos colectores mecánicos, tolvas, tubos de conducción, deben recibir una atención especial de mantenimiento para mantener un desempeño confiable.

La finura del carbón debe examinarse regularmente en las unidades de carbón pulverizado a fin de evitar altas pérdidas de carbón. Los molinos deben ser ajustados periódicamente para asegurar una molienda adecuada.

4.2 TECNICAS DE OPERACION RELACIONADAS CON LA EFICIENCIA

Existen varias técnicas a disposición del operador de la caldera que pueden representar una modificación de las prácticas corrientes para lograr una reducción del consumo de combustible. Algunas, de las más fácilmente realizables, se describen a continuación.

CUADRO 4-1

SISTEMA	PROBLEMA	POSIBLES CAUSAS
Combustión	1) Elevado exceso de aire	a) Operación indebida del sistema de control b) Baja presión del suministro de combustible c) Cambio del poder calorífico del combustible d) Cambio de la viscosidad del aceite combustible
	2) Bajo exceso de aire	a) Operación indebida del sistema de control b) Limitaciones del ventilador c) Aumento de temperatura del aire ambiental
	3) Alta emisión de CO y combustible	a) Ajuste indebido de la rejilla de aire b) Quemadores de gas obstruidos c) Desbalance en la distribución de la mezcla combustible/aire en los hornos de quemadores múltiples d) Deterioro del refractario de la garganta del quemador e) Inadecuados sistemas de aire en sobrecarga de combustible f) Baja fineza en los sistemas de carbón pulverizado g) Parrilla del alimentador h) Orientación de la distribución de combustible en el alimentador
Transferencia de calor	1) Alta temperatura del gas de salida	a) Acumulación de depósitos en el lado del agua o el lado de gas. b) Métodos inadecuados de tratamiento de agua c) Operación indebida del soplador de hollín

4.2.1 PURGA

La purga es el proceso por el cual se controla la concentración de sólidos suspendidos y disueltos en el agua de la caldera por remoción de parte del agua de la caldera con alto contenido de sólidos y su reemplazo con agua de alimentación con bajo contenido de sólidos. Esto causa una disminución neta de la concentración total de sólidos en la caldera. La purga puede ser una purga intermitente del fondo, la cual remueve lodos acumulados en las partes inferiores del sistema de la caldera, o bien una purga continua, la cual es realizada en el punto de mayor concentración de sólidos, usualmente desde la parte superior del cuerpo de la caldera.

Puede ser suficiente llevar a cabo solamente purgas intermitentes del fondo, si el agua de alimentación es excepcionalmente pura. Esto podría ocurrir en sistemas que retornan un alto porcentaje de condensado al tanque de agua de alimentación. La purga intermitente se lleva a cabo manualmente, y, por consiguiente, da al operador la opción de realizar purgas frecuentes de corta duración o purgas menos frecuentes de mayor duración. El procedimiento de purgas breves se considera preferible, ya que se desperdicia menos agua que ya ha sido tratada y calentada.

La purga continua, por otra parte, puede reducir la purga intermitente del fondo que sea necesaria y permitir, además, la utilización de equipos de recuperación de calor (véase Sección 10). Tiene también la ventaja de que causa menos trastornos en los patrones de circulación de agua, especialmente en el caso de purgas de larga duración. El objetivo consiste en establecer un nivel óptimo de purga. Esto equivale a decir que las purgas deben conservarse en el nivel necesario para mantener el límite máximo aceptable de sólidos en la caldera. En el Cuadro 4-2 se indican los límites máximos de sólidos recomendados por la Asociación de Fabricantes de Calderas de los Estados Unidos.

CUADRO 4-2

LIMITES DE SOLIDOS EN AGUA DE CALDERAS

Presión de salida de la caldera, psig	Sólidos totales ppm	Alcalinidad (Total) ppm	Sólidos Suspendidos, ppm	Sílice ppm
0 - 300	3500	700	300	125
301 - 450	3000	600	250	90
451 - 600	2500	500	150	50
601 - 750	2000	400	100	35
751 - 900	1500	300	60	20
901 - 1000	1250	250	40	8
1001 - 1500	1000	200	20	2.5

Además de reducir las purgas al nivel necesario para cumplir con los límites indicados en el Cuadro 4-2, existen otras medidas de conservación de energía que pueden estar asociadas con la operación de purga. Entre estas medidas figuran:

a. Recuperar la máxima cantidad posible de condensado. El condensado está prácticamente exento de impurezas, de manera que, el agregar un mayor porcentaje de ese condensado al agua de alimentación diluye la concentración total de impurezas. En consecuencia, puede reducirse la cantidad de purga en forma correspondiente.

b. En algunos casos es posible aumentar el límite máximo admisible de sólidos sin afectar adversamente la operación del sistema. Es importante, sin embargo, verificar con un consultor las recomendaciones específicas antes de sobrepasar los límites del Cuadro 4-2. Se deben realizar, además, pruebas para asegurar que el sistema funcione según lo previsto después de haber efectuado los cambios.

c. Como ya se indicó, la recuperación del calor de purga es una medida eficaz de conservación de energía. Para una discusión más amplia sobre este tópico véase la Sección 10.

En la Figura 4-1 se presenta una gráfica que tiene el objeto de servir de guía general acerca de la cantidad de purga que es necesaria para mantener una concentración dada (en ppm) del agua de la caldera. Observe que la cantidad de purga (Y) está expresada en términos del porcentaje de vapor generado. Para convertir la purga en porcentaje del flujo de agua de alimentación, use: $100Y/(100 + Y)$. La concentración admisible de sólidos (C_b) de agua de la caldera se indica como una serie de curvas que varían entre 100 y 5 000 ppm. A una temperatura dada del agua de la caldera, la cantidad de purga varía con la concentración de sólidos en el agua de alimentación (C_f). Por ejemplo, a un nivel de sólidos de 200 ppm en el agua de alimentación y con una concentración admisible en el agua de la caldera de 3 000 ppm, la purga requerida sería aproximadamente igual al 7 por ciento del vapor producido. Expresado en términos de porcentaje del gasto de agua de alimentación, ésta es igual a 700 dividido por 107, o sea aproximadamente el 6.5 por ciento.

4.2.2 MANEJO DE LA CARGA

Por manejo de carga se entiende la práctica de llevar al máximo la eficiencia total de operación en sistemas de varias calderas por medio del control de la carga con que funciona cada una de estas. Las eficiencias de las calderas varían de acuerdo con numerosos factores, incluyendo la carga, el combustible, la edad y el diseño general. Las eficiencias máximas ocurren normalmente con cargas de menos del 100 por ciento del nivel de diseño, debido a interacciones entre la cantidad de aire en exceso, la temperatura de gases de chimenea y las pérdidas por radiación.

La primera medida que debe tomarse al iniciar un programa de manejo de carga es establecer un perfil de eficiencia para cada caldera dentro de sus límites de operación. En general, esto debería consistir en lecturas de eficiencia, por lo menos para cuatro niveles de operación entre el 50 y el 100 por ciento de carga.

En segundo lugar, debe calcularse la demanda de vapor, tanto cuando se opere en régimen estable (demanda base) como cuando se produzcan picos intermitentes en la demanda base.

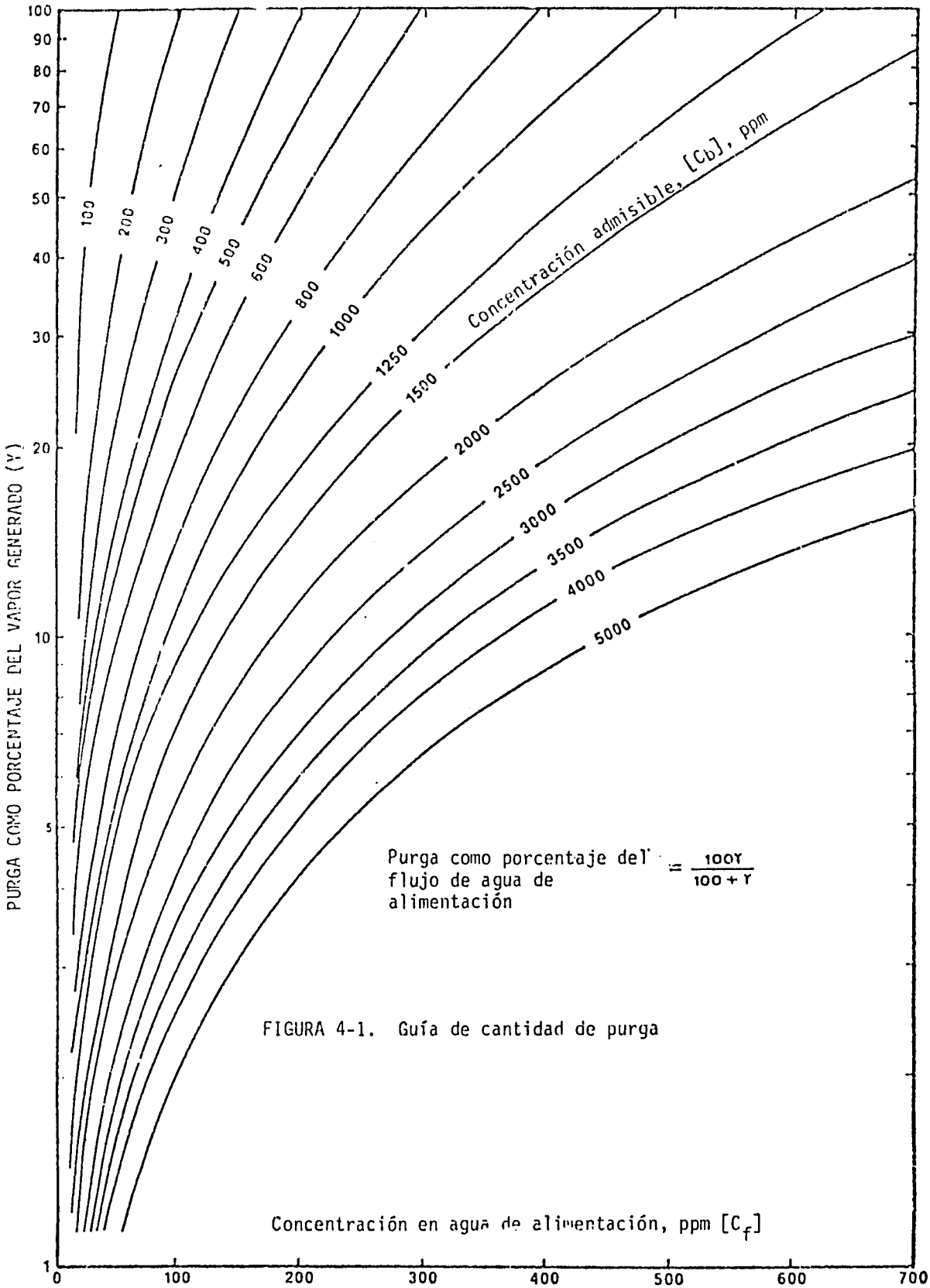


FIGURA 4-1. Guía de cantidad de purga

OPERACION EFICIENTE DE LA CALDERA

Sección 5.0

5.1 INTRODUCCION

El objetivo de esta sección es revisar los parámetros importantes que afectan o limitan la eficiencia de una caldera. La discusión será presentada a modo de enfatizar: (1) la magnitud de la disminución de eficiencia y de la pérdida económica que puede derivarse de procedimientos inadecuados de operación y mantenimiento de una caldera, y (2) las mejoras de la eficiencia y los ahorros económicos que podrían resultar de modificaciones al equipo utilizado corrientemente. La discusión se limitará estrictamente a los efectos de los factores relacionados con la eficiencia de operación de la caldera, con atención en los detalles de las técnicas adecuadas de operación y mantenimiento y en la instalación de equipo para mejorar la eficiencia, el cual se detalla en otras secciones del presente manual. El propósito aquí es promover el estudio constante y la realización de medidas para mejorar la eficiencia en una caldera, cuyos beneficios se manifiestan en los resultados presentados en esta misma sección.

5.2 FUNDAMENTOS DE LA COMBUSTION

La combustión o quemado de los combustibles más comunes, o sea aquellos que consisten principalmente en carbono e hidrógeno (tales como el aceite combustible, el gas, el carbón y la madera) implica la reacción del carbono y el hidrógeno con el oxígeno para producir dióxido de carbono y vapor de agua, y la consecuente liberación de la energía química de enlace en forma de luz y calor. Las reacciones químicas que tienen lugar se indican a continuación.

C (Carbono del combustible) + O_2(oxígeno del aire) $\longrightarrow$ CO_2 (dióxido de carbono)+ calor y luz

$2H_2$ (hidrógeno del combustible)+ O_2 (oxígeno del aire) $\longrightarrow$ $2H_2O$ (vapor de agua) + calor + luz

La combustión del carbono y el hidrógeno, solamente con oxígeno, produce teóricamente un gas de escape que consiste únicamente en dióxido de carbono y vapor de agua, los cuales son productos inocuos de la combustión. Desafortunadamente, para sistemas de combustión reales, la composición compleja de los combustibles alimentados, más las características no ideales del proceso de combustión en sí pueden dar por resultado otros productos sólidos y gaseosos. Algunos de estos productos son el resultado de una combustión incompleta y son importantes

desde el punto de vista de la eficiencia, ya que representan una pérdida del calor disponible que se escapa por la chimenea de la caldera. Una cierta cantidad de estos productos han sido identificados como severos contaminantes del ambiente.

El aire se utiliza como una fuente conveniente y constante de oxígeno para casi todos los procesos industriales de combustión. Los principales componentes del aire son el oxígeno (O_2) y el nitrógeno (N_2) en una proporción volumétrica de aproximadamente 21% de oxígeno, 78% de nitrógeno y trazas de otros gases que incluyen el dióxido de carbono. Si la combustión se efectúa idealmente bajo condiciones perfectas, existe la llamada "cantidad teórica" de aire que quemará completamente una cantidad dada de combustible sin que quede un exceso de oxígeno. Esta se conoce como combustión estequiométrica y se ilustra a continuación.

COMBUSTIBLE + CANTIDAD TEORICA DE AIRE $\xrightarrow[\text{estequiométrica}]{\text{Combustión}}$ DIOXIDO DE CARBONO + VAPOR DE AGUA + NITROGENO Y OTROS GASES (Excluyendo el oxígeno)

En la práctica, como las condiciones de la combustión nunca son ideales, debe suministrarse a un quemador más de la cantidad teórica del aire para quemar completamente toda la materia combustible. La cantidad real de aire de combustión que se requiere para una caldera determinada depende de muchos factores tales como la clase y la composición del combustible, el diseño del horno, el régimen de alimentación, el diseño y ajuste de los quemadores. El suministro adicional de aire de combustión en relación a lo requerido teóricamente se denomina "exceso de aire". Cuando no se provee una cantidad suficiente de aire, resultan despedidos por la chimenea de la caldera combustible no quemado, humo y otros productos de la combustión incompleta, tales como monóxido de carbono (CO) y hollín (principalmente carbono), los cuales producen contaminación, desperdicio de energía del combustible y material potencialmente explosivo. En el caso de calderas alimentadas con carbón, aumentará la cantidad de combustible no quemado en el residuo (cenizas). Si se suministra demasiado exceso de aire al quemador, la eficiencia de la caldera disminuirá debido a que parte del combustible se utilizará solamente para calentar el aire innecesario que se escapa por la chimenea. La cantidad de aire en exceso puede también influir en la formación y emisión de óxido de nitrógeno (NO_X) lo cual se discute en el Apéndice B del presente manual.

La concentración de oxígeno en los gases de chimenea es una indicación directa de la cantidad de exceso del aire. La concentración porcentual de oxígeno en los gases de chimenea se denomina normalmente como exceso de oxígeno, exceso de O_2 o sencillamente O_2 de chimenea. Debe tenerse cuidado de no confundir los términos "Exceso de aire" y "exceso de oxígeno", ya que significan dos cosas distintas; sin embargo, el

exceso de oxígeno y el exceso de aire son sinónimos como indicadores de la cantidad de aire de combustión que se suministra a la caldera.

5.3 EFICIENCIA DE UNA CALDERA

La eficiencia de una caldera se define como la razón entre el calor absorbido por el agua de alimentación al convertirse en vapor en la caldera, y la energía total disponible del combustible suministrado. Es decir, la eficiencia es una medida del aprovechamiento del combustible por la caldera al generar una determinada cantidad de vapor. No es económicamente factible la fabricación de una caldera que funcione con muy pocas pérdidas de calor o sin ellas y, por consiguiente, la eficiencia de una caldera siempre es menor del 100%. No obstante, algunas de las pérdidas de calor pueden reducirse al mínimo o eliminarse mediante prácticas apropiadas de operación y mantenimiento.

Las pérdidas de eficiencia de una caldera se originan en cinco factores:

1. El calor arrastrado en la chimenea por los gases calientes (sin considerar la humedad) lo cual normalmente se conoce como pérdida en gases secos de chimenea.

2. El calor latente del vapor de agua (humedad) presente en los gases calientes de chimenea, el cual resulta de la combustión del hidrógeno que contiene el combustible y de la humedad presente en el combustible y en el aire alimentados.

3. Combustible no quemado y producto de combustión incompleta.

   Entre estos figuran los combustibles sólidos en los desechos, el carbón acarreado desde el horno, y todos los materiales combustibles, sólidos y gaseosos, que son arrastrados por los gases de chimenea. Esta pérdida se conoce corrientemente como "la pérdida de combustible" o "la pérdida de combustible no quemado".

4. El calor perdido por la caldera a través de su aislamiento.

   Esta pérdida se denomina generalmente "pérdida por radiación", pero comprende no solamente el calor irradiado a la sala de calderas, sino también el calor pérdido por convección hacia el aire ambiente que está en contacto con la superficie de la caldera.

5. El calor que transporta la purga de la caldera.

Las mejoras en la eficiencia de una caldera son, principalmente, el resultado de reducciones de las pérdidas de energía térmica en los gases de chimenea y en el agua expelida. Los procedimientos que disminuyen el flujo de masa y el contenido de energía de estas corrientes benefician

directamente la operación de la unidad.

La eficiencia total de una caldera se expresa frecuentemente como el 100% menos las pérdidas totales (en porcentaje). La eficiencia máxima se obtiene cuando la combustión es completa y se reducen al mínimo las pérdidas de calor descritas arriba.

El medio directo para mejorar el rendimiento consiste en identificar las pérdidas, su magnitud relativa, y luego concentrarse en las pérdidas predominantes que gobiernan la baja eficiencia.

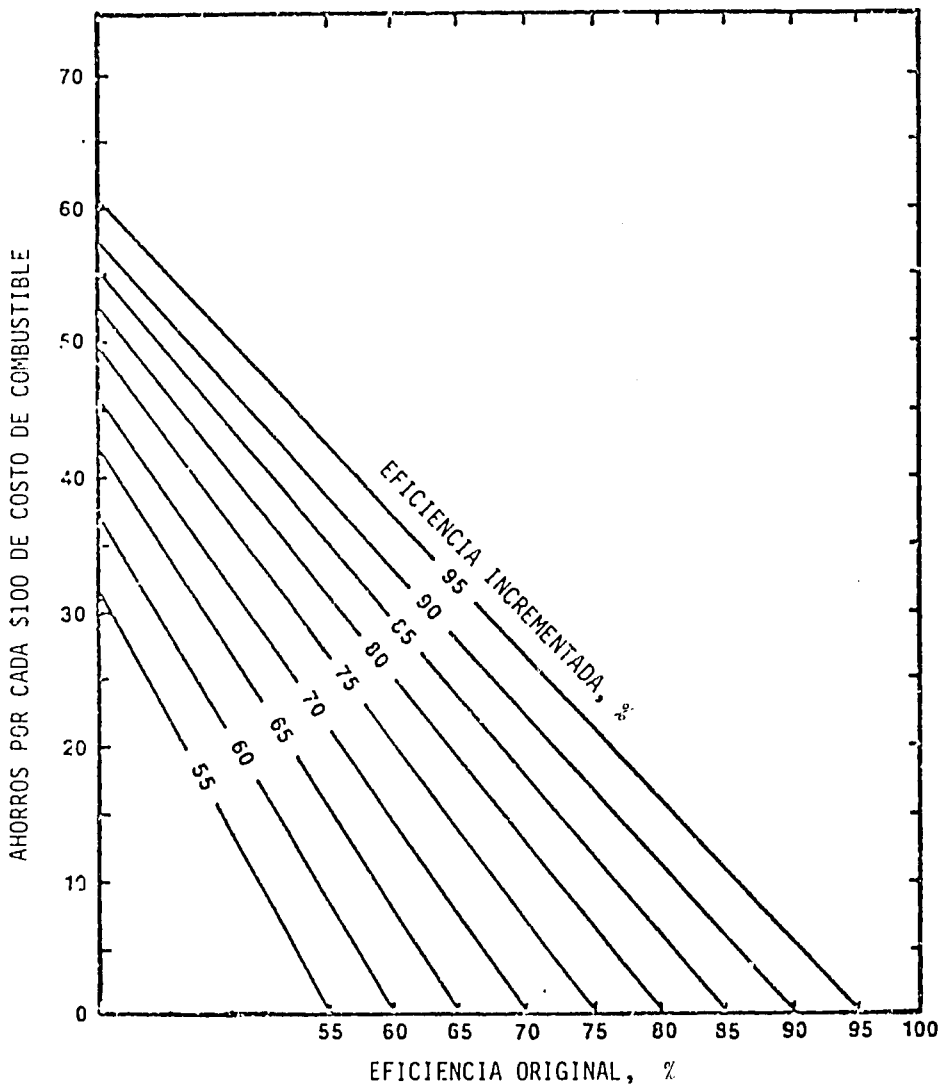
El término "eficiencia de combustión" se usa muy a menudo como sinónimo de "eficiencia de caldera", aunque su definición no es la misma. La eficiencia de combustión se expresa como el 100% menos la suma de la pérdidas por gases secos de chimenea y las pérdidas por humedad en dichos gases. Este punto de vista no toma en cuenta las pérdidas de combustible, como tal las pérdidas por transmisión de calor en la superficie de la caldera ni las pérdidas por purgas. Aunque estas pérdidas son pequeñas en comparación con la suma de la pérdida de los gases de chimenea y la humedad de estos, su efecto total será siempre que la eficiencia de caldera (que sí toma en cuenta tales pérdidas) sea menor que la eficiencia de combustión. No obstante lo anterior, un aumento de eficiencia de combustión conducirá, en general, a un aumento de la eficiencia de caldera, ambas expresiones son sinónimas como medida del rendimiento operativo de la unidad.

5.4. PARAMETROS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE UNA CALDERA

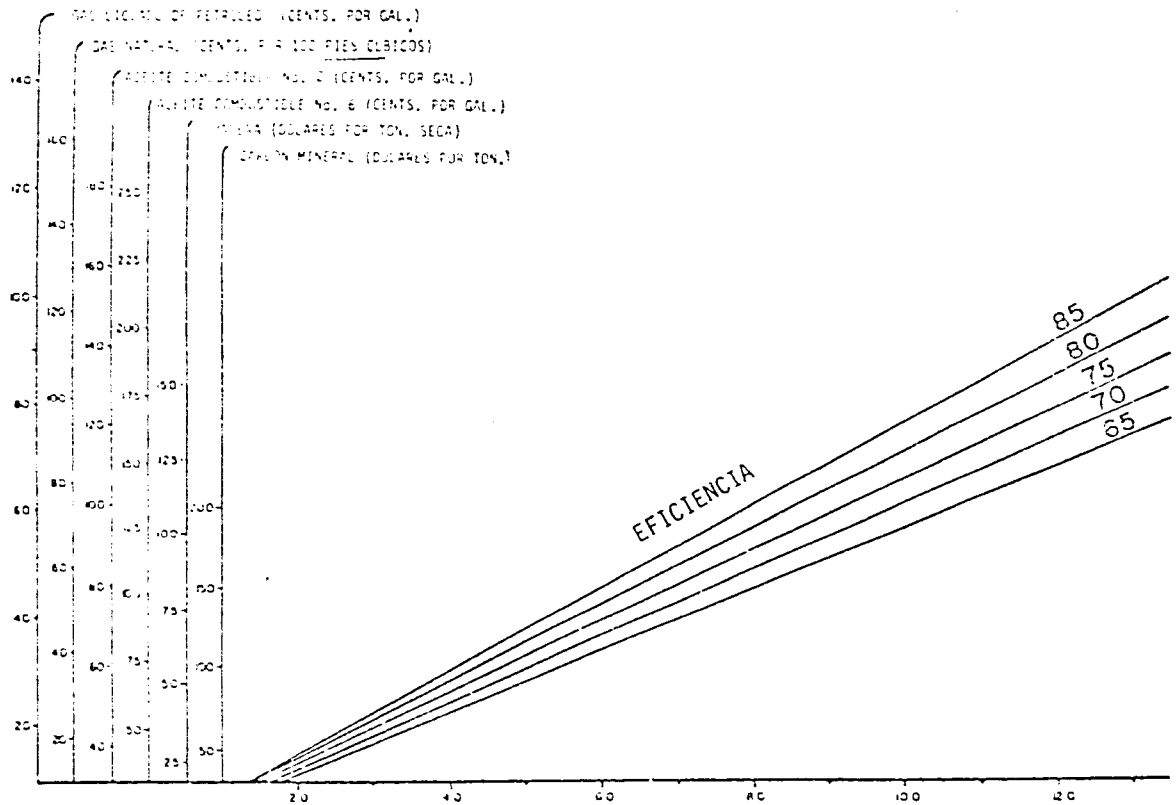
En la siguiente discusión se considerará la naturaleza y la magnitud del efecto de varios parámetros de operación de las calderas en la eficiencia de estas. Cuando sea posible y apropiado, los resultados se presentarán en forma gráfica para mayor ilustración. El efecto de parámetros particulares será expresado en términos de eficiencia mejorada o reducida, energía perdida o ahorrada, combustible perdido o ahorrado, etc. Si se desea conocer el efecto económico de una acción determinada, la Gráfica 5a puede emplearse para obtener el ahorro económico relacionado con distintas mejoras de eficiencia, o bien la Gráfica 5b puede utilizarse para obtener el costo del vapor generado cualquiera que sea la aplicable.

5.4.a NIVEL DE EXCESO DE AIRE

Según se indicó en la discusión de los fundamentos de la combustión, las calderas se alimentan con más aire de combustión del que requieren teóricamente, a fin de asegurar una combustión completa y una operación segura. La eficiencia de la caldera depende en mucho del nivel real de exceso de aire. La operación con el nivel más bajo posible de exceso de aire reducirá al mínimo las pérdidas de eficiencia al disminuir la cantidad de aire innecesario que es calentado a la temperatura de chimenea y luego expulsado. La reducción asociada con la temperatura de los gases de chimenea y el consumo de potencia por ventiladores de tiro forzado y tiro inducido, constituyen beneficios adicionales.



Gráfica 5a. Ahorros por incremento de la eficiencia de combustión.



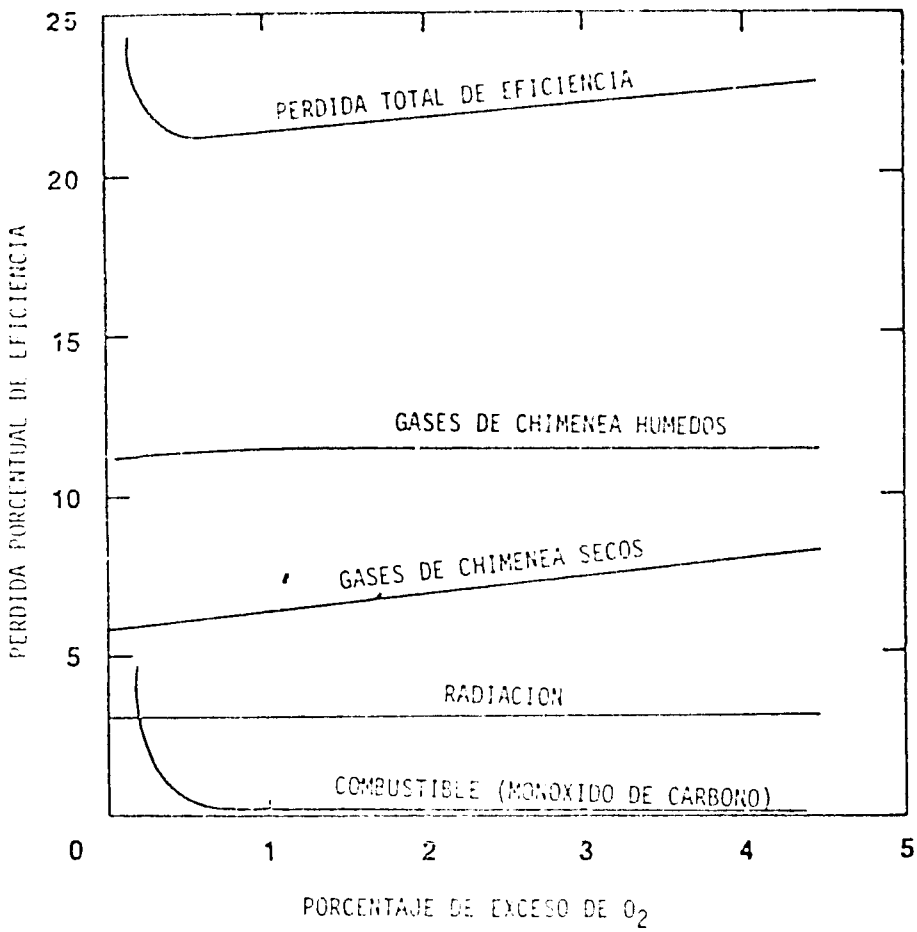
DOLARES POR 1 000 LIBRAS DE VAPOR

Gráfica 5b. Grafica de costo de Vapor

La Gráfica 5c ilustra cómo son afectadas las diferentes pérdidas de eficiencia por los cambios de exceso de oxígeno (vg. exceso de aire). Ya que la pérdida de eficiencia debida a las purgas no guarda relación alguna con el nivel de exceso de aire, ésta no se incluye en la gráfica. Estos resultados se basan en mediciones reales en una caldera de 13 000 lb/h alimentada con gas natural, pero la tendencia mostrada es representativa de muchas calderas alimentadas con gas natural, aceites combustibles y carbón; naturalmente, los valores reales de las diversas pérdidas de eficiencia serán diferentes, dependiendo de las propiedades específicas de combustible, el diseño de la caldera/quemador, las condiciones de operación, etc.

Se advierte fácilmente que el cambio en la pérdida total de la eficiencia debido a varios niveles de exceso de aire obedece principalmente al cambio en la pérdida en gases de chimenea secos. Las pérdidas de gases húmedos de combustión y de radiación se mantienen bastante constantes en función de la variación de los niveles de exceso de aire. Las pérdidas por combustión incompleta (presencia de monóxido de carbono en los gases de combustión) se mantienen a un nivel bajo, salvo a niveles reducidos de exceso de aire en que las características no ideales del proceso de combustión suscitan cambios rápidos y grandes. Debido principalmente a la reducción de las pérdidas en los gases de chimenea secos, el funcionamiento al menor nivel posible de exceso de oxígeno, siempre resultará en una menor pérdida total posible de eficiencia (lo que implica una mayor eficiencia de la caldera), según se indica en la Gráfica 5c. La disminución del exceso de oxígeno a niveles inferiores a los límites prácticos da por resultado un rápido aumento del monóxido de carbono y otros combustibles que conducen a una rápida disminución de la eficiencia de la caldera.

Reduciendo al mínimo el exceso de aire se reducen al mínimo las pérdidas en los gases secos de chimenea, pues además de disminuir la cantidad de gases extraídos disminuye también su temperatura. Puede parecer extraño que a mayor exceso de aire corresponda una mayor temperatura de los gases de chimenea, ya que, intuitivamente, se creería que en tal circunstancia mayores cantidades del aire se mezclarían con la llama y la enfriarían, lo cual daría por resultado menores temperaturas de los gases de chimenea. En la práctica, sin embargo, ocurre lo contrario. Esto se explica a continuación: Primeramente debe indicarse que el exceso de aire sí enfría la llama y el horno y simultáneamente, para mantener el régimen de producción de vapor, la caldera quema más combustible y proporcionalmente, alimenta más aire a través del quemador. Ambos factores, el aumento del flujo de aire y la disminución de la temperatura de llama afectan distintamente los mecanismos por medio de los cuales el calor se transmite a los tubos de la caldera. En el caso de la transmisión de calor por radiación ésta es proporcional a la cuarta potencia de la temperatura de llama y la transferencia por este mecanismo se reduce con una llama más fría. En la transmisión de calor por convección ocurre lo inverso. Esta es proporcional al producto de la velocidad de los gases de combustión elevada a una potencia fraccionaria por la diferencia de temperatura entre esos gases y el banco de tubos, de manera



Gráfica 5c. Variación en las pérdidas de eficiencia de caldera con el exceso de O_2.

que un mayor exceso de aire provoca una mayor transmisión de calor por convección. Sin embargo, la radiación es el mecanismo de transmisión de calor dominante y dado que ésta se reduce más de lo que la transmisión por convección aumenta, el resultado neto es que se transfiere menos calor a los tubos de la caldera a mayores excesos de aire, lo cual trae como consecuencia un aumento de la temperatura de los gases de chimenea. Esto contribuye a disminuir la eficiencia de la combustión y de la caldera en general.

De lo expuesto anteriormente se deduce que es importante que el exceso de aire alimentado se mantenga a un mínimo dentro del intervalo completo de operación de la caldera. En general, no es práctico hacer funcionar la unidad precisamente en el nivel de máxima eficiencia, ya que este óptimo ocurre típicamente en el momento en que el combustible no quemado inicia la formación de humo lo cual podría traer como resultado condiciones inaceptables en la chimenea.

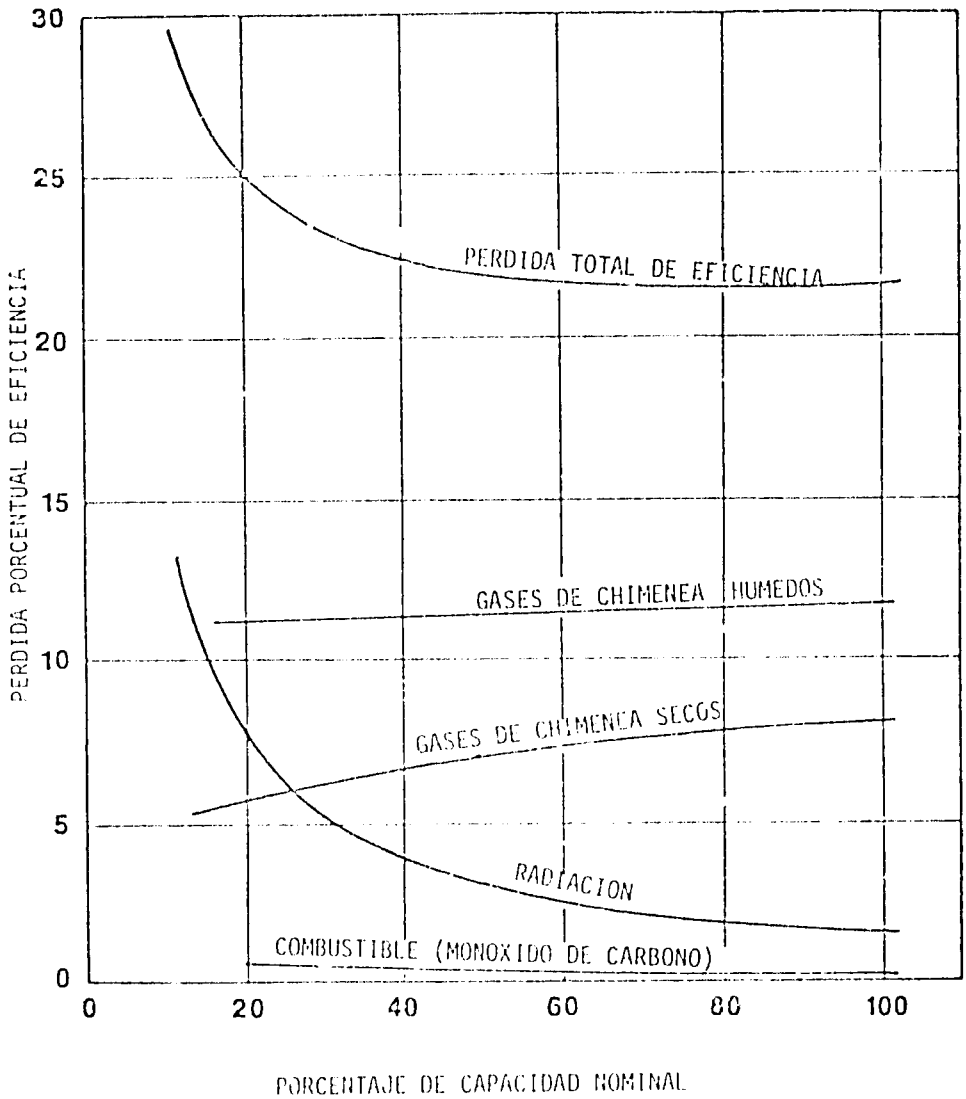
En la mayoría de las calderas es necesario mantener un margen de exceso de aire superior al nivel mínimo a fin de compensar las variaciones de las características de los combustibles, la no reproducibilidad de los ajustes de control, el desgaste normal de las piezas de control y los rápidos cambios en el régimen de alimentación.

5.4.b REGIMEN DE FUEGO

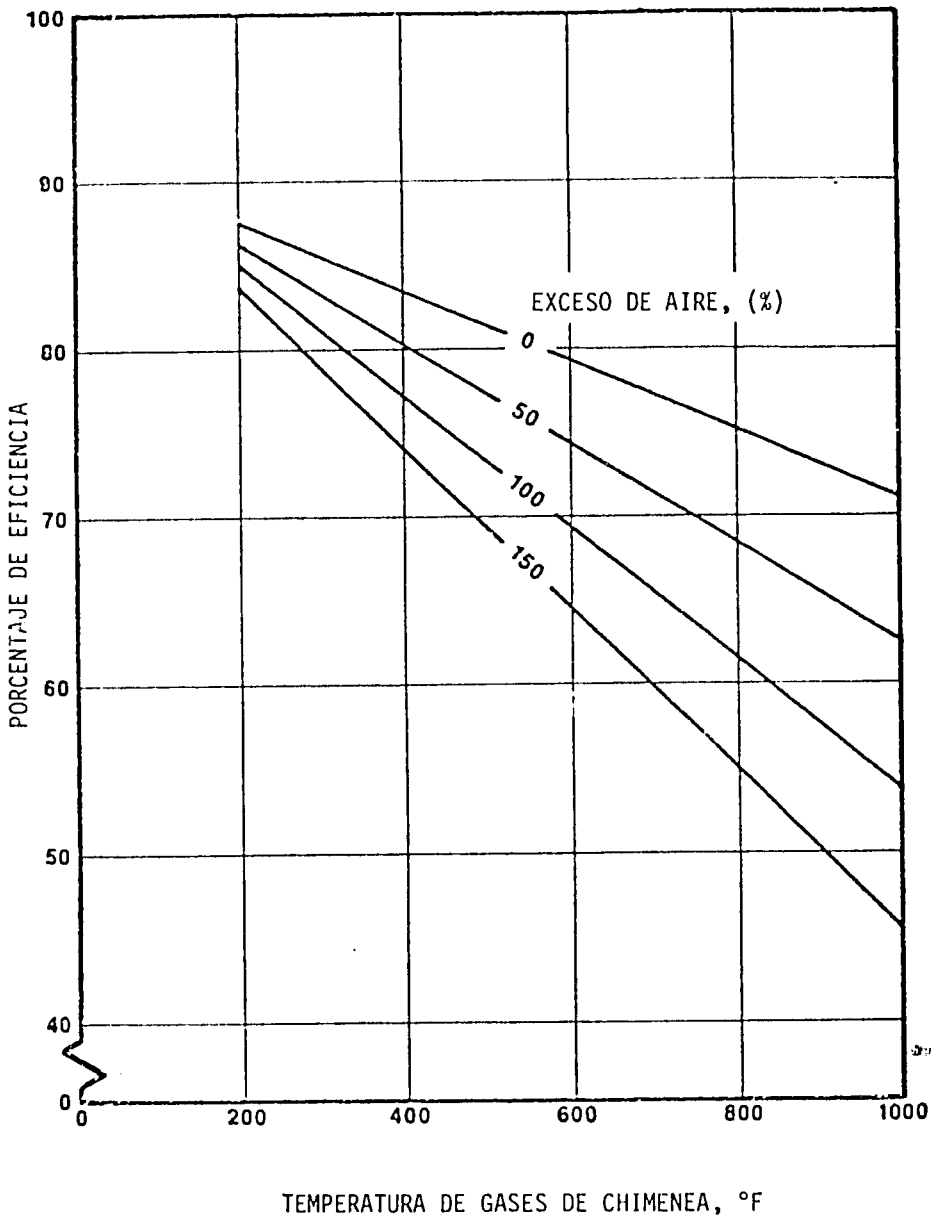
La gráfica 5d, muestra que ocurren importantes cambios en las pérdidas de eficiencia de las calderas al variar el régimen de fuego (régimen de producción de vapor o porcentaje de carga). Especialmente obvias son las "pérdidas por radiación" que aumentan al disminuir los regímenes de fuego y las "pérdidas en los gases de chimenea secos" que aumentan al decrecer esos regímenes. Los resultados que se indican en la Gráfica 5d se obtuvieron en la misma caldera de 13 000 lb/h alimentada con gas natural que se utilizó para obtener la Gráfica 5c. Nuevamente las características de las pérdidas de eficiencia mostradas, son representativas de muchas calderas industriales. Generalmente ocurren menos pérdidas (o mayores eficiencias) en el intervalo de cargas entre 50% y 80% de capacidad. Por lo tanto, desde el punto de vista del uso eficiente del combustible es deseable el funcionamiento de una caldera en este intervalo, durante el mayor tiempo posible.

5.4 c TEMPERATURA DE LOS GASES DE CHIMENEA

Entre los parámetros que gobiernan la eficiencia de una caldera, la temperatura de los gases de combustión sigue, en orden de importancia, al nivel de exceso de aire. En la Gráfica 5e se muestra la variación de la eficiencia de combustión en función de la temperatura de los gases de combustión con distintos niveles de exceso de aire para una caldera de gas natural. Es obvio que la temperatura de los gases de combustión debe mantenerse al mínimo posible a fin de llevar al máximo la eficiencia de la caldera.



Gráfica 5d. Variación en pérdidas de eficiencia de caldera a distintos regímenes de fuego o porcentajes de carga.



Gráfica 5e. Variación en la eficiencia de combustión con la temperatura de gases de chimenea para diferentes niveles de exceso de aire.

Las dos causas básicas de la alta temperatura de los gases de combustión son (1) insuficiente superficie para la transmisión de calor, y/o (2) suciedad de estas superficies. El área de transferencia de calor de la caldera puede aumentarse mediante la instalación de un precalentador de aire o de un economizador, para precalentar el aire de combustión o el agua de alimentación , respectivamente. El tratamiento apropiado del agua de alimentación y la limpieza exterior de los tubos son factores que contribuyen a reducir al mínimo el ensuciamiento de las superficies de transmisión de calor Los efectos de la temperatura del agua de alimentación, la temperatura del aire de combustión y las superficies sucias de transmisión de calor sobre la eficiencia de la caldera, se considerarán más adelante en las diferentes partes de esta sección.

Se puede advertir en la Gráfica 5e que la eficiencia disminuye mucho más rápidamente en función del aumento de la temperatura de los gases de chimenea a niveles más altos de exceso de aire. Esto destaca la importancia de mantener un control cuidadoso del nivel de exceso de aire en calderas con insuficiente superficie de transmisión de calor.

Es bien sabido, asimismo, que la temperatura de los gases de chimenea no debe reducirse por debajo de su punto de rocío (o temperatura de condensación), ya que ello causaría problemas de corrosión y provocaría una disminución del tiro de la chimenea. Por estas razones, se considera como no recuperable la pérdida de la eficiencia debido a la humedad de los gases de chimenea la cual es bastante grande.

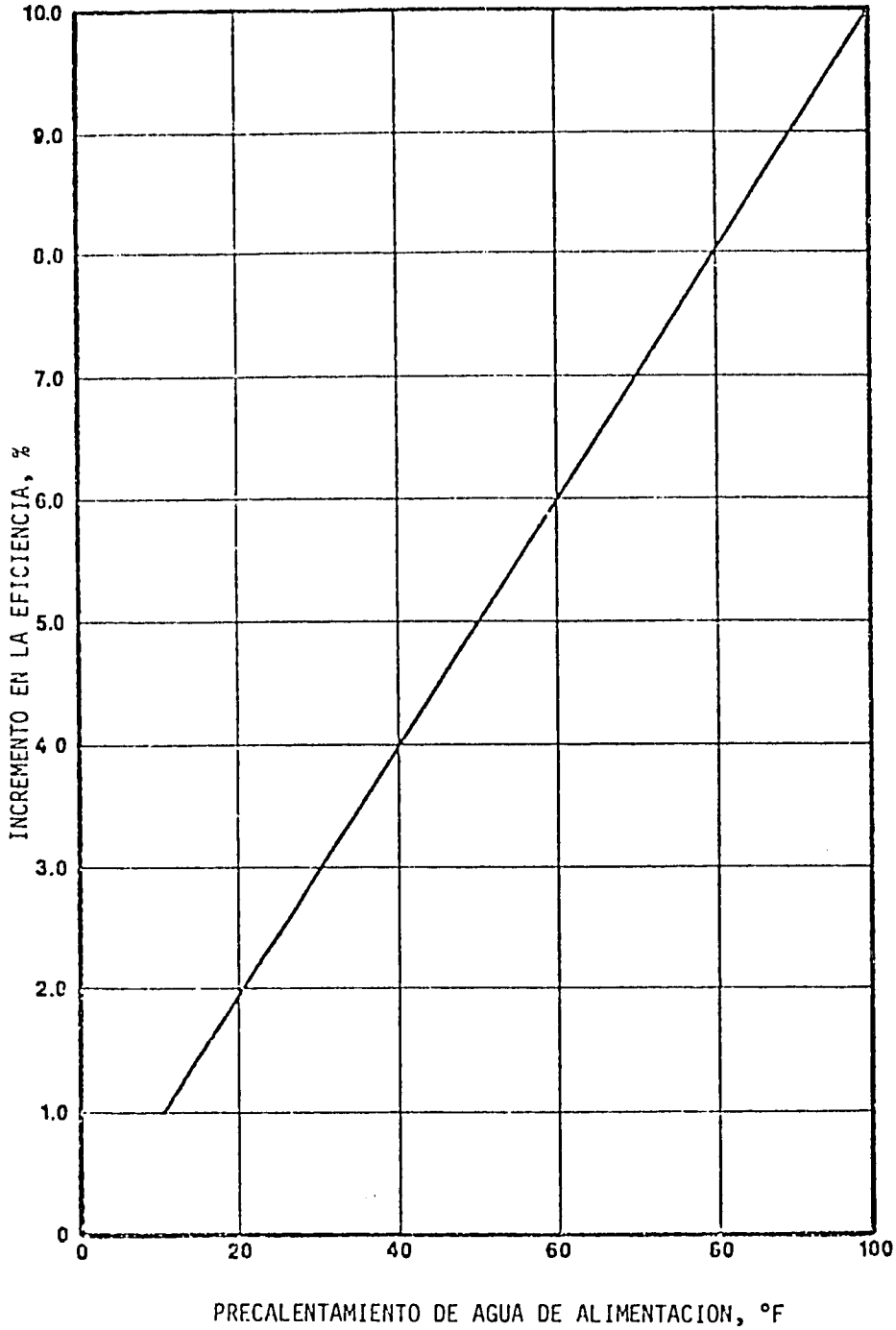
5.4 d TEMPERATURA DEL AGUA DE ALIMENTACION

La eficiencia de la caldera aumenta con la elevación de la temperatura del agua de alimentación. En la Gráfica 5f se ilustran las magnitudes típicas de las mejoras de eficiencia que podrían esperarse del aumento de las temperaturas del agua de alimentación.

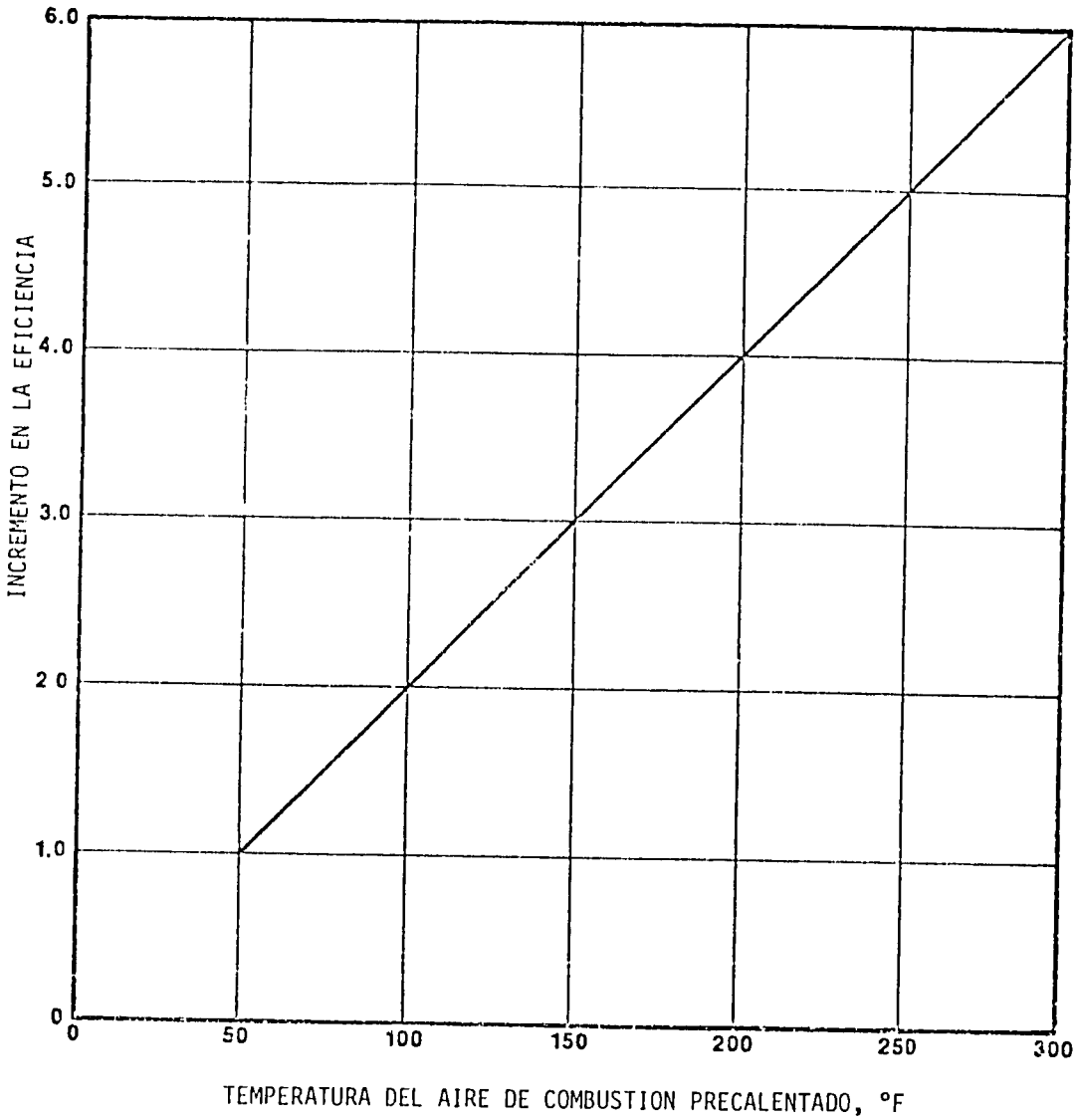
Estos resultados se basan en aumentos de eficiencia debidos al precalentamiento del agua de alimentación para una caldera que originalmente produce vapor saturado a 350°F con retorno de condensado a 200°F. En general, un incremento de 10°F en la temperatura del agua de alimentación redundará en un aumento de rendimiento de aproximadamente el 1 por ciento. Como se ha mencionado en la discusión anterior, la instalación de un economizador es un medio eficaz para precalentar el agua de alimentación por recuperación del calor desperdiciado en los gases de chimenea.

5 4.e TEMPERATURA DEL AIRE DE COMBUSTION

Al igual que en el caso del aumento de temperatura del agua de alimentación, la eficiencia de la caldera aumenta con el ascenso de la temperatura del aire de combustión. La Gráfica 5g muestra magnitudes típi-



Gráfica 5f. Incremento en la eficiencia por precalentamiento del agua de alimentación.



Gráfica 5g. Incremento de la eficiencia por precalentamiento de aire de combustión.

cas de las mejoras de eficiencia que pueden esperarse en virtud del aumento de las temperaturas del aire de la combustión Estos resultados indican un aumento de eficiencia de aproximadamente el 2% por cada 100 °F de incremento de la temperatura del aire de combustión Según se consideró previamente, la instalación de un precalentador de aire es un medio eficaz para aumentar la temperatura del aire de combustión por recuperación del calor de desecho de los gases de la combustión

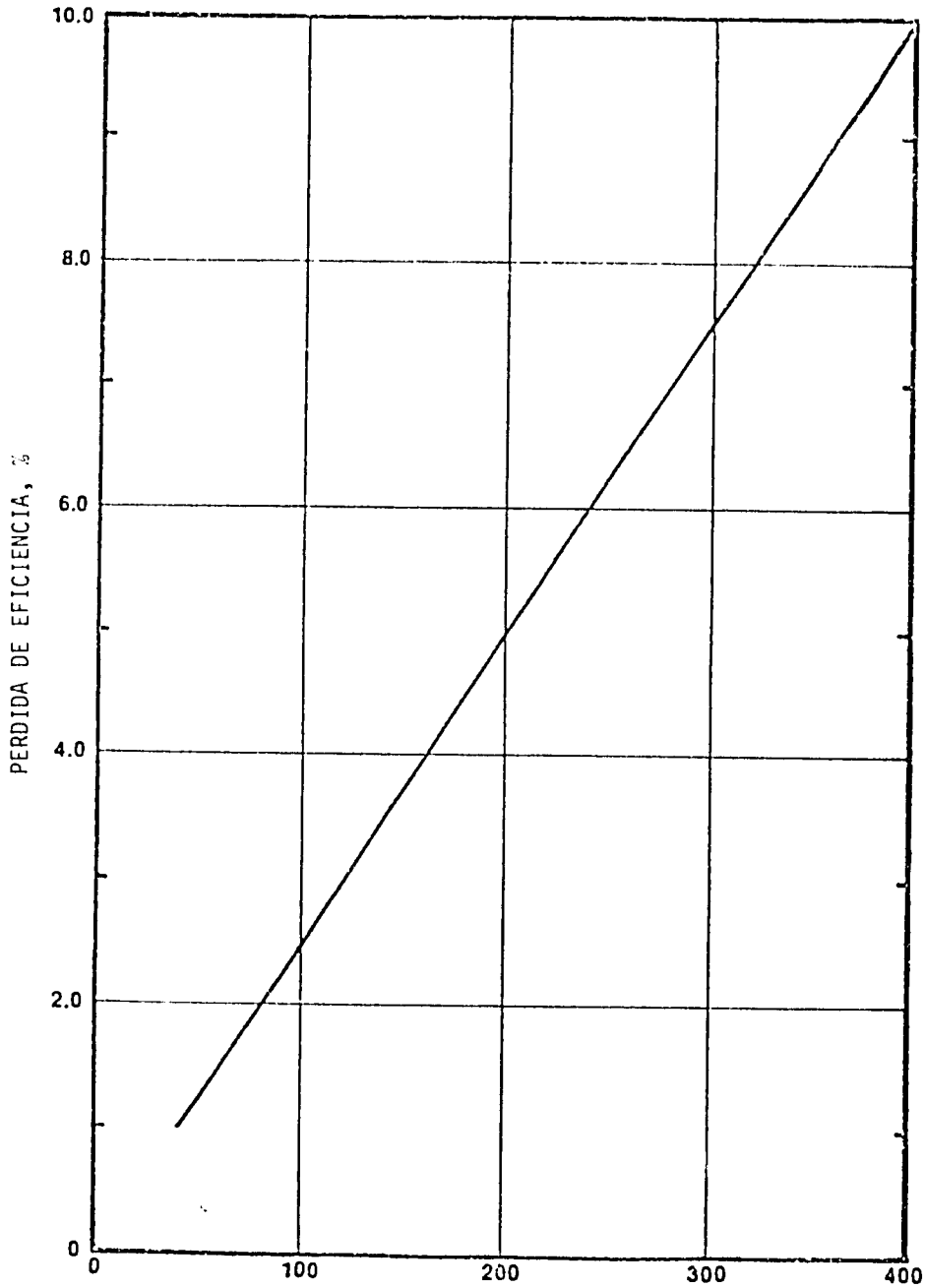
5.4 f SUCIEDAD DE LAS SUPERFICIES DE TRANSMISION DE CALOR

Los depósitos y la suciedad en las superficies exteriores de los tubos en una caldera acuotubular, o condiciones semejantes en las superficies internas de los tubos en una caldera pirotubular, inhiben la transmisión de calor de los productos de combustión al agua de la caldera y, por lo tanto, llevan a menores eficiencias. Los depósitos en el lado del agua que resultan del tratamiento inadecuado del agua de alimentación también impedirán la transmisión de calor y conducirán a eficiencias más bajas. Sin embargo, para el caso de la acumulación de incrustaciones en el lado del agua, existe mucha probabilidad de que ocurran fallas en los tubos debidas al sobrecalentamiento, antes de que se manifieste alguna pérdida sustancial de la eficiencia

La suciedad de las superficies de tubos del lado del gas se traducirá en un aumento de las temperaturas de los gases de combustión en comparación con las condiciones "limpias" a regímenes de alimentación y niveles de exceso de aire similares, tal como se indicó en las discusiones anteriores En la Gráfica 5h se indica que la pérdida resultante en la eficiencia de la caldera es del orden del 1% por cada aumento de 40 °F en la temperatura de los gases de chimenea De esta manera, el sobrecosto que ocasiona el ensuciamiento de las superficies de los tubos del lado del gas puede calcularse en base al aumento de la temperatura de chimenea considerando la temperatura "limpia" como base de referencia.

Las calderas de vapor saturado se diseñan corrientemente para funcionar con temperaturas de chimenea del orden de 150 °F a 200 °F arriba de la temperatura del vapor saturado a altos regímenes de fuego. En ausencia de una temperatura de referencia, este criterio de diseño puede usarse para estimar la temperatura en condiciones "limpias". Obviamente estos criterios no son válidos para calderas dotadas de economizadores o precalentadores Si es necesario, el fabricante de la caldera podría informar del intervalo normal de temperaturas de chimenea para un diseño dado de caldera

La suciedad en la superficie de los tubos en contacto con agua retardará la transmisión de calor y aumentará la temperatura de los tubos metálicos debido al efecto aislante de las incrustaciones Cuando los tubos permanecen limpios por el lado de los gases el aumento de la temperatura de la chimenea podría estar indicando que hay suciedad en el lado del agua de estos tubos. Aún cuando el efecto más importante de la



Gráfica 5h. Pérdida de eficiencia por incremento de la temperatura de chimenea.

suciedad de los tubos por el lado del agua es un aumento de la probabilidad de una falla mecánica de los tubos, pueden ser substanciales además las pérdidas de eficiencia debidas a la reducción de la transmisión de calor. En la Gráfica 5i se muestran los porcentajes típicos de pérdidas de combustible en función del espesor del material depositado en el lado del agua de los tubos de una caldera. Un programa adecuado de tratamiento del agua reducirá al mínimo el desperdicio de combustible debido a la suciedad de los tubos al eliminar, parcial o totalmente, las impurezas que forman incrustaciones y que se introducen con el agua fresca de alimentación (agua de restitución).

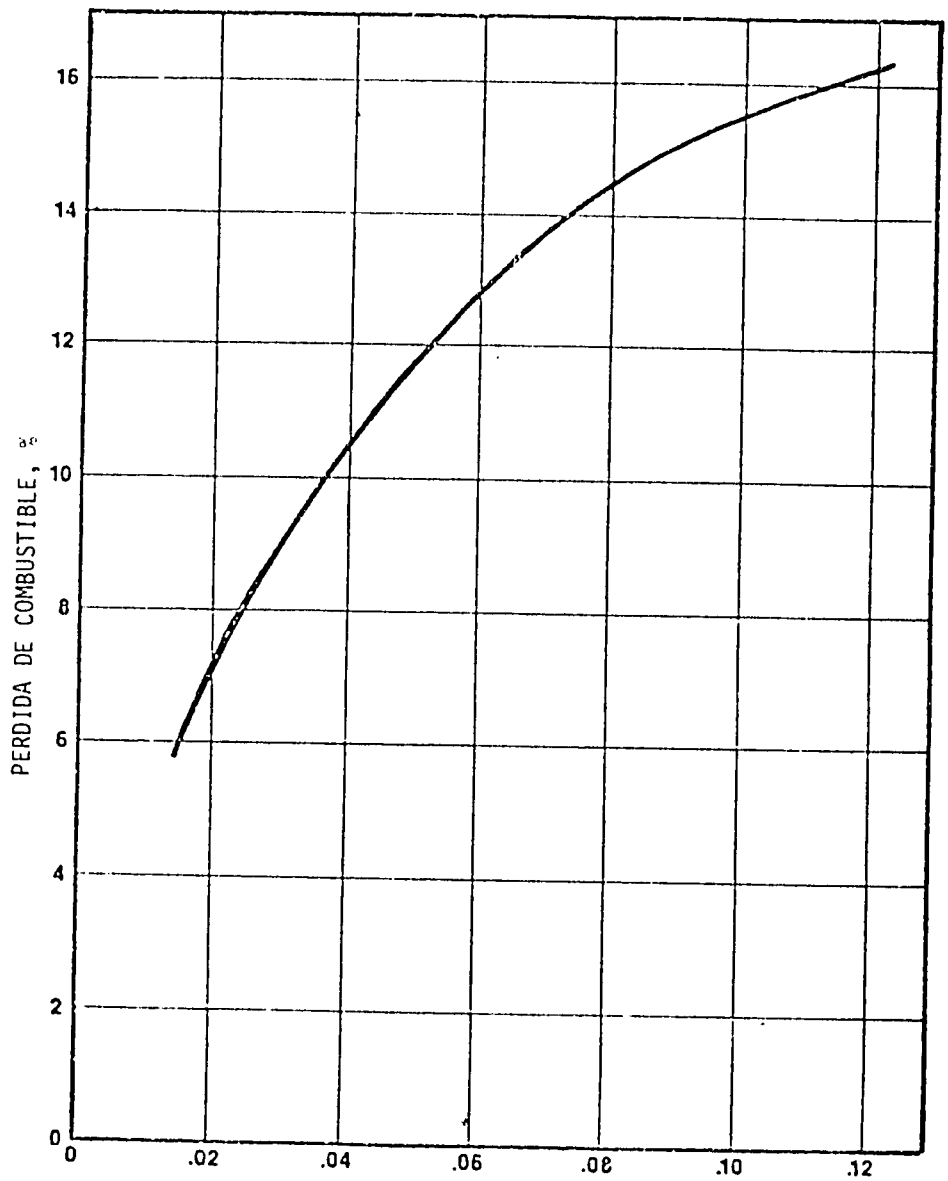
5.4.g PURGA

La purga de la caldera puede representar un desperdicio substancial de energía en forma de agua caliente que se desecha. La purga es un procedimiento común para eliminar las impurezas del agua de la caldera las cuales afectan la calidad del vapor y producen incrustaciones. La cantidad de agua caliente que se desecha durante la purga depende de la calidad del agua requerida en la caldera y del agua fresca de alimentación; en algunos casos, puede ser un 5 a 10 % del flujo total de vapor de la caldera. Este gasto de energía puede reducirse al mínimo con un programa adecuado de tratamiento del agua de caldera. En la Gráfica 5j., se indican los ahorros de energía por cada 10 000 lb/h de vapor producido en virtud de la reducción de la razón de purga. La razón de purga se define en este caso como libras de purga por libra de vapor, aunque puede expresarse en otras formas. De esta gráfica se deduce fácilmente que la purga debe mantenerse al nivel más bajo posible a la vez que se mantiene la integridad del programa de tratamiento del agua.

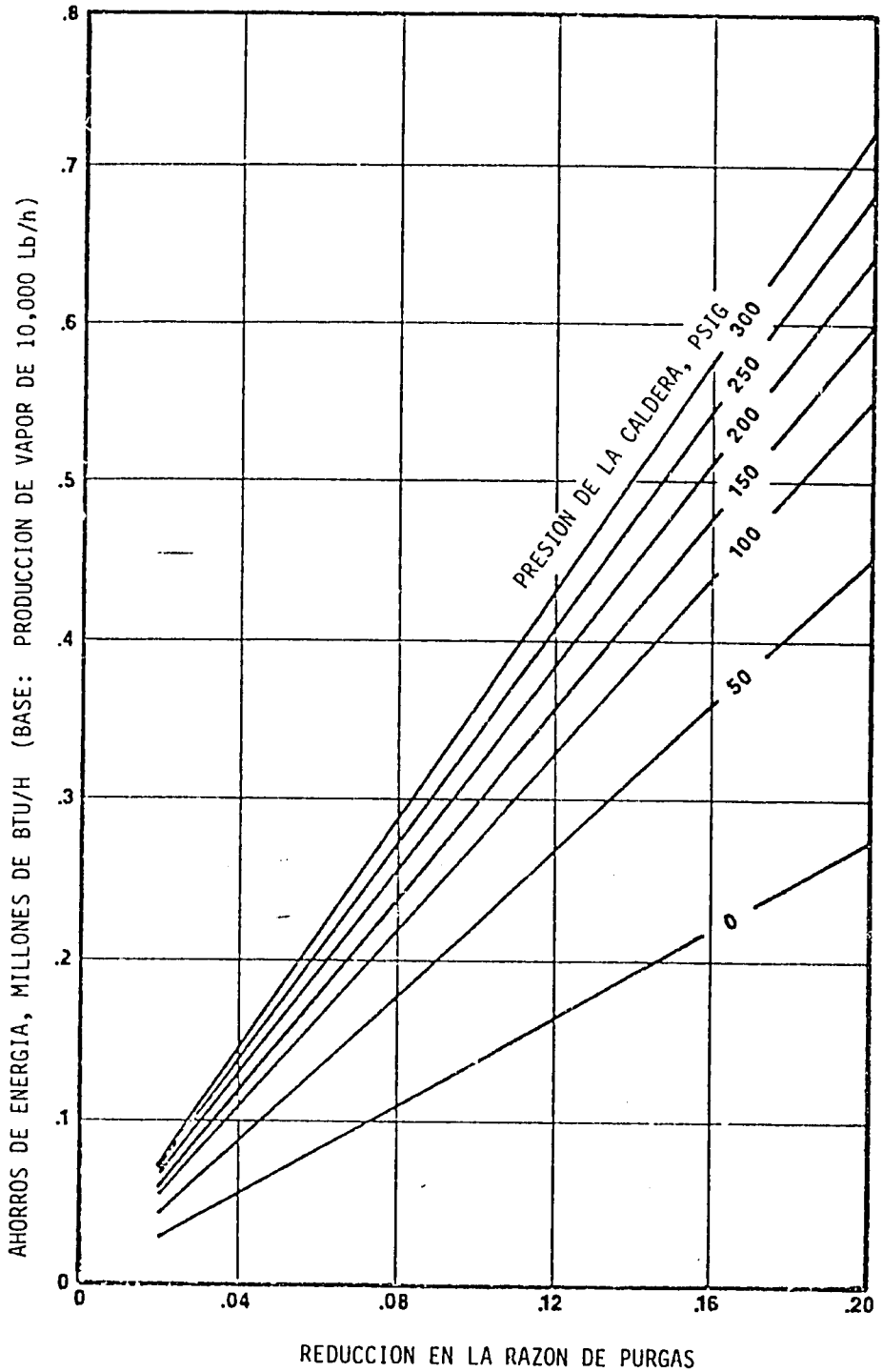
La energía térmica que pierde la unidad generadora de vapor en el agua purgada y el condensado perdido o descargado en el sistema de vapor, pueden representar una cantidad significativa de energía desperdiciada. Aunque no contribuye a la eficiencia de la caldera (vg., no es afectada la extracción de energía térmica del combustible), la recuperación del calor de la purga puede entrañar un substancial ahorro de combustible.

Una gran parte de la energía térmica de la purga puede recuperarse mediante una extracción continua del líquido purgado. Mediante este procedimiento el vapor instantáneo procedente del agua de purga se regresa al agua de alimentación de la caldera y los intercambiadores de calor absorben energía térmica del agua de purga restante. En la Gráfica 5k. se indican los posibles ahorros de energía que pueden esperarse de la utilización del calor del agua de purga recuperado. Esta recuperación de calor es viable solamente con purga continua.

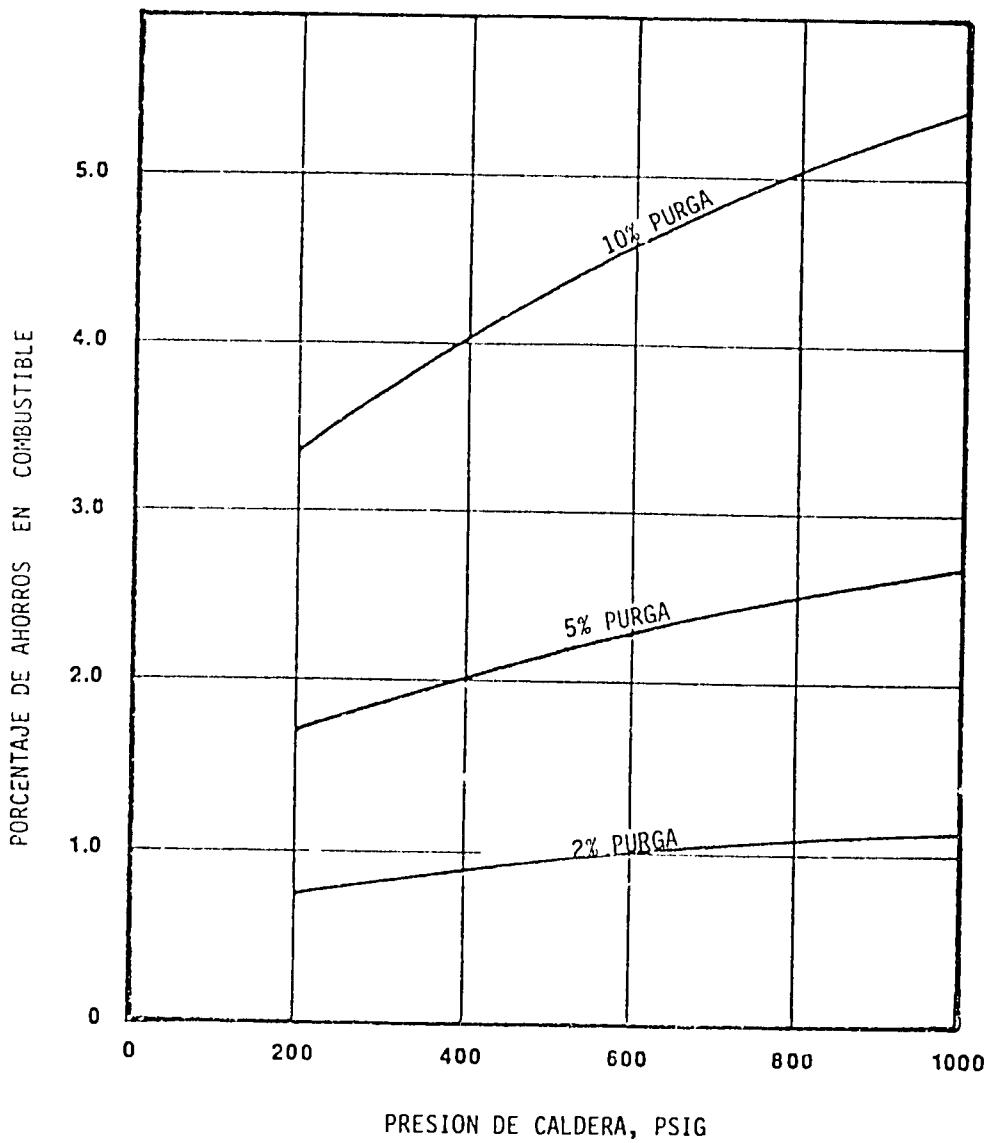
El retorno del condensado de vapor a la caldera puede también reducir el consumo de combustible. Al igual que la recuperación del calor de purga esto no afectará la eficiencia de la caldera tal como se define corrientemente, pero puede mejorar la eficiencia general



Gráfica 5i. Pérdida de combustible debida al tamaño de las incrustaciones en los tubos, del lado del agua.



Gráfica 5j. Ahorros de energía por reducción en la razón de purgas.



Gráfica 5k. · Ahorros en combustible por recuperación del calor de la purga.

de la planta o el sistema. La Gráfica 5l ilustra los ahorros de energía que pueden esperarse mediante el retorno del condensado a la caldera. Los ahorros de combustible se obtienen mediante el reciclaje de todo el condensado que sea posible, a la temperatura y presión de operación de la caldera. Las pérdidas de calor en el sistema de condensado se deben a descargas de condensado, a las caídas de presión a tráves del sistema en trampas y receptores, al vapor instantáneo formado en los sistemas de venteo y al enfriamiento requerido en las bombas de condensado. La contaminación y las pérdidas limitarán la cantidad de condensado que puede ser reciclado.

5.4.h PRESION DEL VAPOR

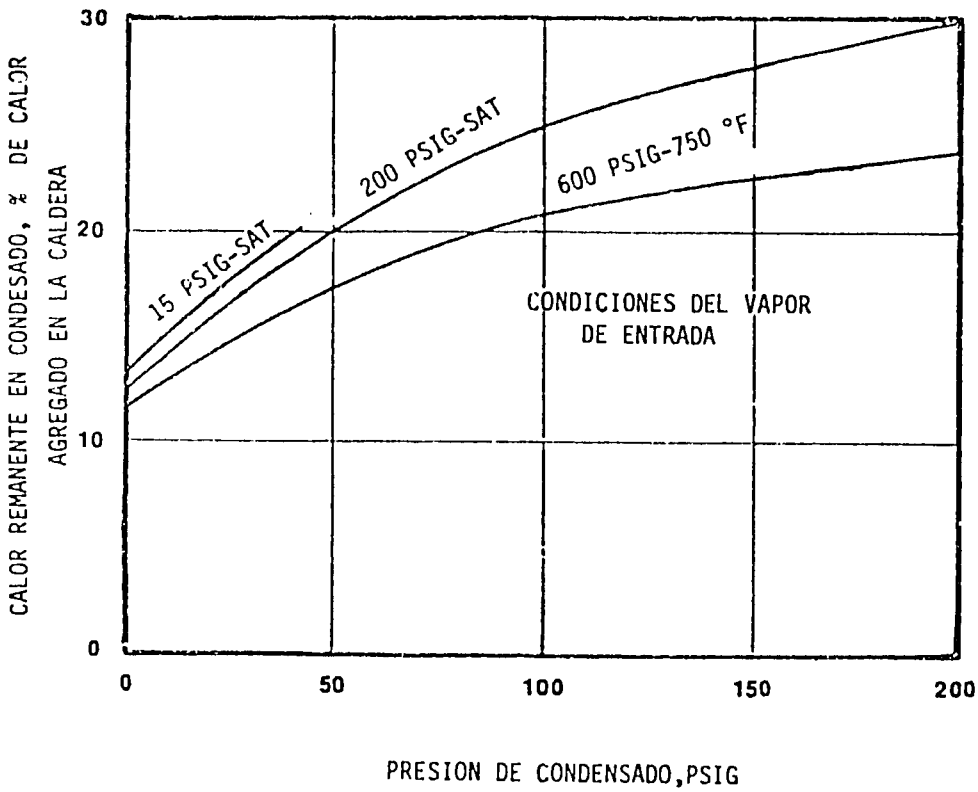
El reducir la presión del vapor no se considera generalmente como un método de mejorar la eficiencia, pero en las instalaciones de calderas en que sea práctica la reducción de la presión del vapor, esto puede ser un medio eficaz para ahorrar de 1 a 2% del costo del combustible. Una parte de estos ahorros son el resultado de operar a menores temperaturas de chimenea con el aumento asociado en la eficiencia de la caldera. Menores presiones de vapor dan temperaturas más bajas de vapor saturado y, en los casos sin recuperación del calor de chimenea, se obtendrá una reducción similar en la temperatura de los gases de la combustión. La reducción real de temperatura para una reducción de presión de vapor dada dependerá de los niveles de presión específicos involucrados, ya que no es lineal la relación entre la presión del vapor saturado y la temperatura del vapor (consúltese las tablas de vapor). En la Gráfica 5m. se muestra la magnitud de la mejora de eficiencia que cabe esperar al bajar la presión de operación de una caldera.

Existen otros beneficios inmediatos que resultan de hacer funcionar la caldera a presiones reducidas. Estos beneficios redundan en menor consumo de combustible. Entre estos figuran menores pérdidas de calor por radiación de las tuberías de vapor, menos fugas en las bridas y empaquetaduras, reducción del consumo de energía de la bomba de alimentación de la caldera y menos disipación de energía en las estaciones reductoras de presión

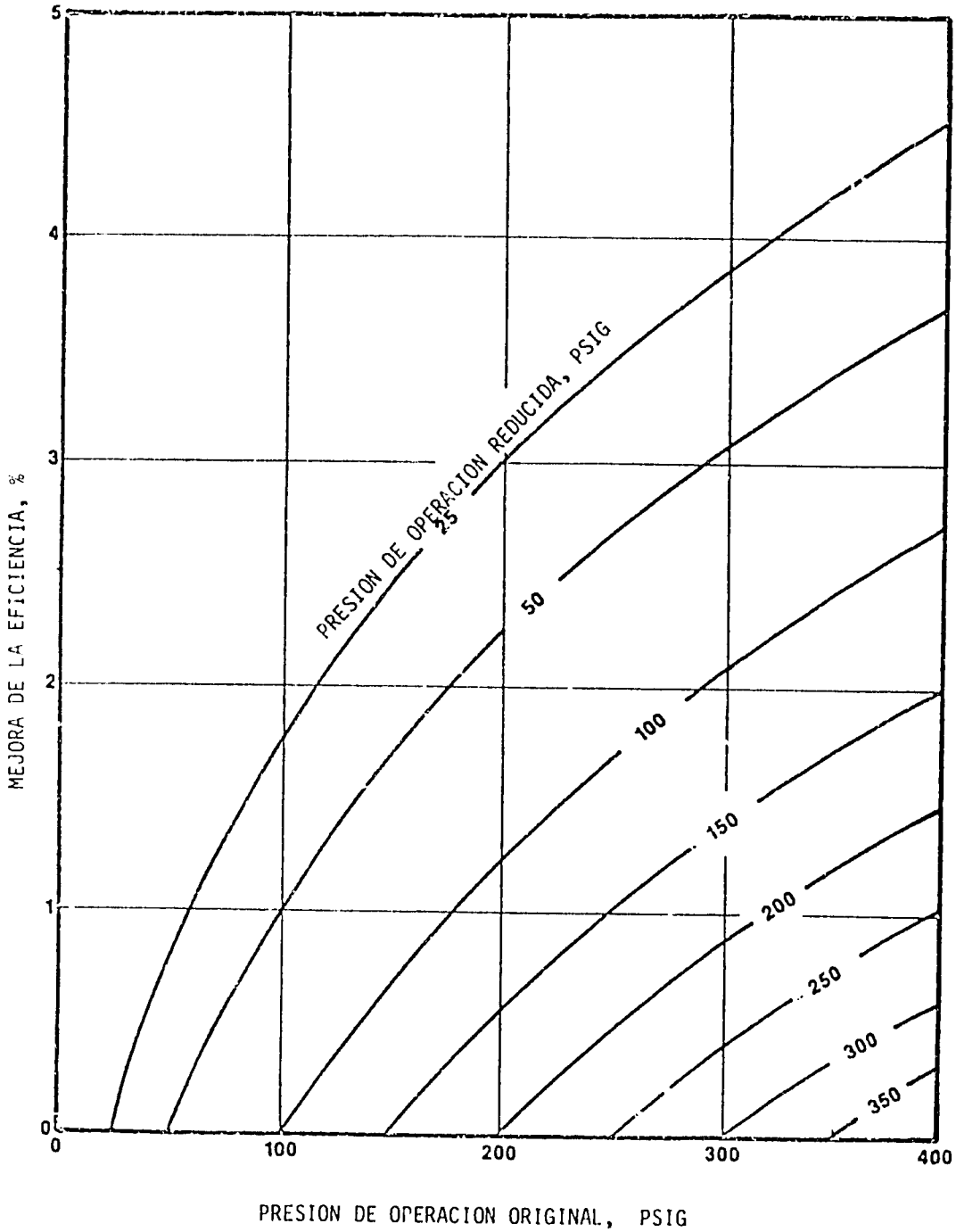
De lo expuesto se deduce el que la reducción de presión de funcionamiento de la caldera, cuando ello es factible, puede ser un medio eficaz para alcanzar mayores eficiencias. Sin embargo, la magnitud de la reducción puede estar limitada por los requisitos para el vapor de proceso o por el diseño de la caldera

5.4.i PERDIDAS DE CALOR EN EL EXTERIOR DE LA CALDERA

Las pérdidas de calor por radiación y convección en el exterior de la caldera pueden causar una pérdida substancial de eficiencia en los diseños actuales de calderas. Sin embargo, son pérdidas muy difíciles de



Gráfica 51. Calor remanente en condensado de retorno.



Gráfica 5m. Mejora de la eficiencia por reducción de la presión de operación de la caldera.

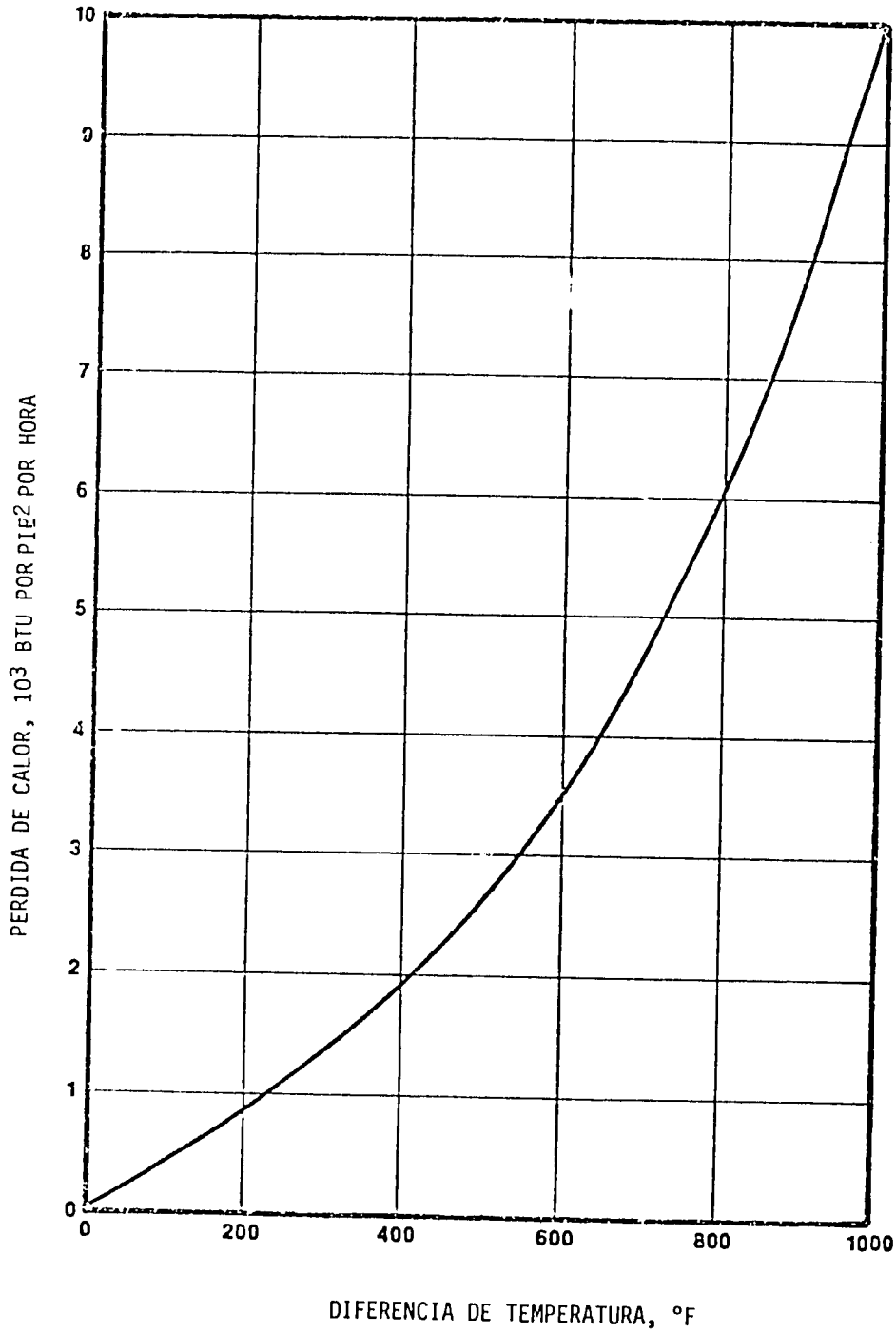
reducir desde un punto de vista económico. Las pérdidas por convección y radiación en la envoltura de la caldera tienden a aumentar con la reducción de la carga y pueden alcanzar hasta un 7% para intalaciones pequeñas o unidades mayores que operan a cargas reducidas

En la Gráfica 5a se muestra la tasa total aproximada de la pérdida de energía térmica por radiación y convección en una superficie plana descubierta, con base en la diferencia de temperatura entre la superficie y el aire quieto. Las temperaturas en las superficies desnudas de una caldera varían entre la temperatura de saturación en las superficies expuestas de los tubos y las temperaturas del aire y el gas en las superficies de los ductos. Se pueden realizar determinaciones precisas de las pérdidas de energía en base al aislamiento existente, la temperatura del flujo de aire sobre las superficies, las condiciones del ambiente y la orientación de la superficie (horizontal o vertical). Una buena regla empírica al evaluar el estado del aislamiento existente, es que éste debe reducir las temperaturas de la superfice a unos 50 °F sobre la temperatura ambiente En todo caso, previamente a la instalación de material aislante, debe efectuarse un análisis completo de ingeniería sobre las condiciones existentes y el ahorro potencial de energía.

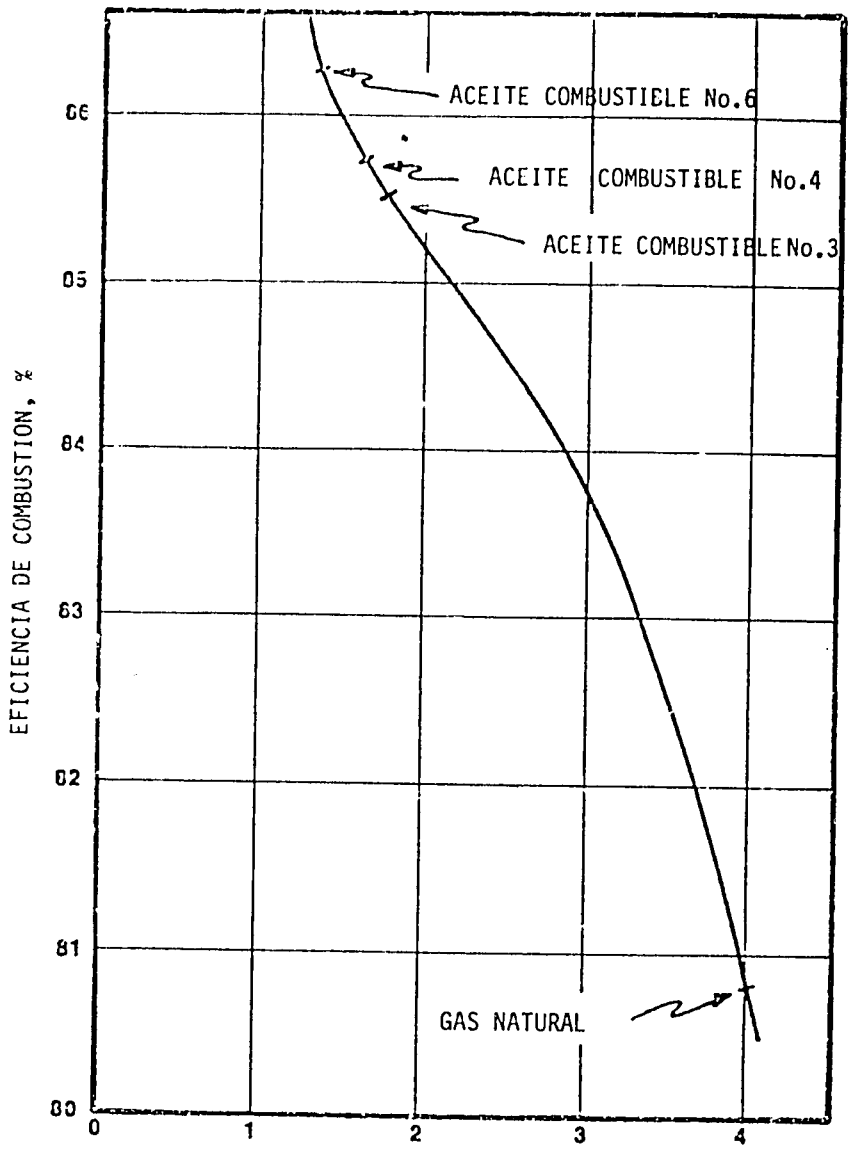
5.4 j COMBUSTIBLE

Un cambio o conversión del combustible no es generalmente un medio corriente de conservación de energía, ya que en este aspecto intervienen otros factores tales como disponibilidad de combustibles, costo, facilidad de almacenamiento, manejo y equipo de combustión, consideraciones ambientales o problemas de operación y mantenimiento. Sin embargo, los cambios de combustible pueden afectar considerablemente el costo total de la generación de vapor Ya que combustibles diferentes exhiben características ligeramente diferentes en la eficiencia de la caldera, debe tenerse en cuenta este factor además del costo del combustible (en base a un millón de Btu). Estas variaciones provienen primordialmente de un diferente contenido de hidrógeno en los combustibles, lo cual se traduce en diferencias en el contenido de humedad del gas de combustión (pérdidas por humedad), variaciones en el régimen de liberación de calor en el horno que dan diferencias en la tasa de vaporización, y características diferentes en incrustación y ensuciamiento.

En la Gráfica 5b se representa la eficiencia de la combustión en función de la razón de carbono o hidrógeno para combustión estequiométrica y una temperatura de gases de combustión de 500 °F. Con fines de comparación, se señalan en la curva las coordenadas para el gas natural y los aceites combustibles Nos 2, 4 y 6. En esta ilustración, las diferencias de eficiencia para diferentes razones de hidrógeno a carbono se derivan de que los átomos de hidrógeno forman vapor de agua mientras que los átomos de carbono forman dióxido de carbono (CO_2) en un proceso de combustión completa. El calor latente de vaporización no puede recuperarse de la humedad de los gases de vaporización, ya que ello daría por resultado problemas de corrosión Por consiguiente, la mayor pro-



Gráfica 5n. Pérdida de energía calorífica en una superficie descubierta.



Gráfica 5o. Variación en la eficiencia de combustión con la razón de átomos de hidrógeno a átomos de carbono.

ducción de humedad de gases de combustión a mayores proporciones de hidrógeno a carbono redunda en mayores pérdidas de energía y más bajas eficiencias de la caldera. En la práctica, el uso de combustibles con menores proporciones de hidrógeno a carbono, tales como el aceite diesel, no es ideal y, por ende, necesita más exceso de aire para la combustión completa, lo cual resulta en una eficiencia de combustión reducida Sin embargo, la tendencia manifiesta en la Gráfica 5o. es generalmente válida en la práctica.

Un importante factor para obtener la combustión completa de aceites combustibles con bajos excesos de oxígeno estriba en mantener la temperatura apropiada del aceite. La temperatura de alimentación es determinada por la viscosidad del combustible, la que debe mantenerse dentro de la gama recomendada por el fabricante del quemador La viscosidad es de gran importancia en el rendimiento del quemador en función de la relación directa que guarda con la aspersión. La viscosidad del aceite afecta el tamaño de las gotas, el ángulo de aspersión, la caída de presión y la formación de hollín Una aspersión apropiada es fundamental para lograr una combustión completa a bajos niveles de exceso de aire. Se dan fácilmente pérdidas de eficiencia del 1% al 2% si la viscosidad delaceite de alimentación no se mantiene en forma apropiada.

El método preferido para controlar la viscosidad del aceite alimentado es, rutinariamente, tomar una muestra del aceite combustible en algún punto del sistema de suministro (preferentemente corriente abajo de la bomba de abastecimiento en cada lado del calentador del aceite) y determinar (por mediciones de la viscosidad) la temperatura que se requiere para obtener la viscosidad de encendido recomendada.

Otro método consiste en estimar, en base a las características de viscosidad de cada combustible específico, la temperatura que da la viscosidad de encendido requerida Estos datos pueden obtenerse del fabricante o de las curvas estándar de viscosidad-temperatura que han sido publicadas (vg ASTM D396-75).

Los recientes desarrollos de viscosímetros permiten el control directo de la viscosidad Los fabricantes de estos instrumentos argumentan que el control directo de la viscosidad es necesario debido a las amplias variaciones de los aceites combustibles que se expenden actualmente en el mercado.

PRUEBAS DE EFICIENCIA DE COMBUSTION

Sección 6.0

6.1 INTRODUCCION

En la sección precedente de este manual se consideró la naturaleza y magnitud del efecto de varios parámetros de operación en la eficiencia de una caldera. El parámetro más importante que afecta la eficiencia de combustión y, por ende, la eficiencia de una caldera, es la cantidad de aire de combustión que se suministra al quemador. El nivel de exceso de aire es un parámetro de suma importancia que se debe cuidar y controlar a fin de mantener la eficiencia lo más alta posible.

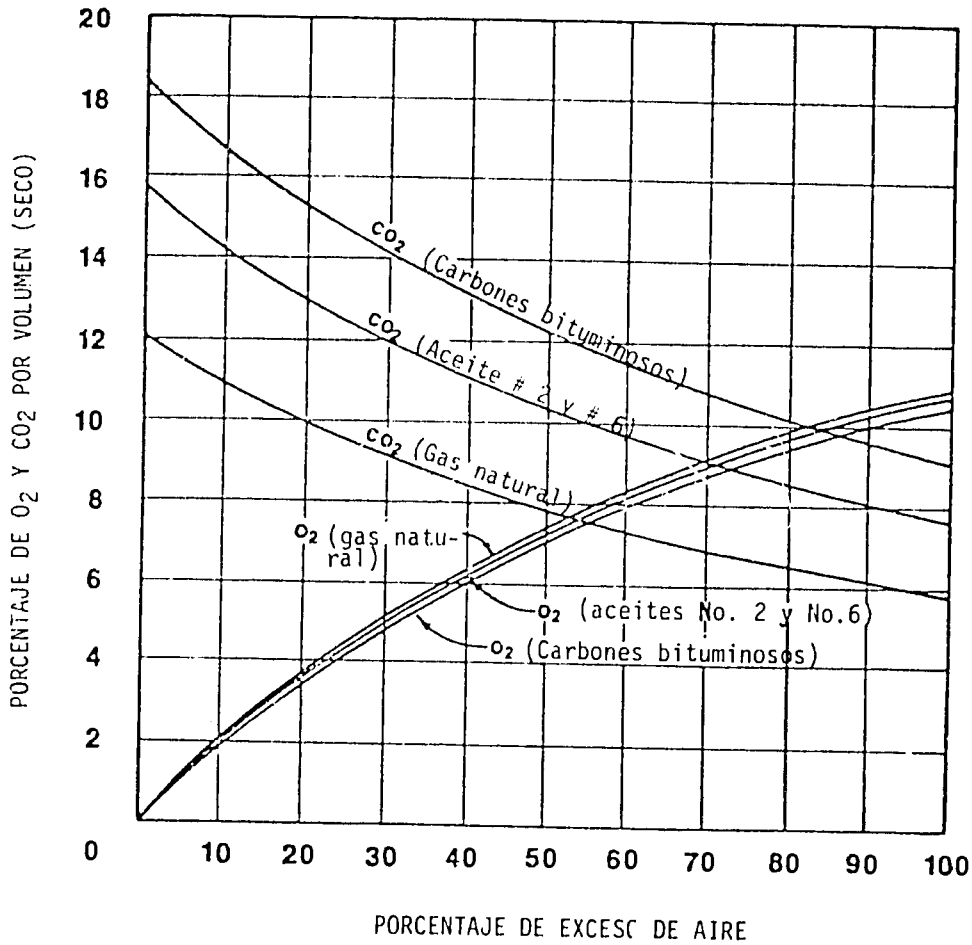
El objetivo de esta sección es discutir la medición del nivel de exceso de aire y la eficiencia de combustión; además, presentar un esquema general del método que se utiliza para optimizar el funcionamiento de una caldera. Se proporcionará toda la información básica necesaria para lograr que una caldera funcione a su máxima eficiencia de combustión.

6.2 NIVEL DE EXCESO DE AIRE

Si pueden hacerse mediciones precisas del flujo de combustible y aire, éstas permitirán determinar directamente la proporción de aire de combustión/combustible y la cantidad de exceso de aire que debe suministrarse a la caldera. En general, no se dispone de este tipo de mediciones o éstas no son suficientemente precisas para efectuar las determinaciones que se indicaron anteriormente. Una alternativa para evaluar el exceso de aire de una caldera, es utilizar mediciones de oxígeno y de dióxido de carbono en los gases de chimenea, y conocer las relaciones entre sus concentraciones y el porcentaje de exceso de aire para un combustible en particular. En la Gráfica 6a se muestra la relación entre las concentraciones de oxígeno y dióxido de carbono en los gases de chimenea, y el porcentaje de exceso de aire que se suministra para: gas natural, aceites combustibles y carbón de alto grado.

6.3 EFICIENCIA DE COMBUSTION

Como la eficiencia de combustión se expresa como el 100% menos la pérdida debida a los gases de combustión húmedos, obviamente, la eficiencia depende, tanto del exceso de aire como de la temperatura de los gases de chimenea. En las Gráficas 6b a 6d, se presenta la eficiencia de combustión como una función del exceso de O_2 y la temperatura de los gases de combustión de: gas natural, aceites combustibles y carbón. En las Gráficas 6e a 6g, se da la misma información, excepto que se usa la concentración del CO_2 en los gases de chimenea como una indicación del nivel de exceso de aire.



Gráfica 6a. Relación entre el exceso de aire de la caldera y las concentraciones de exceso de oxígeno (O_2) y dióxido de carbono (CO_2) en los gases de chimenea para combustibles de composición típica.

El dinero ahorrado en el rubro de combustibles para caldera, deberá ser el resultado de la evaluación del mejoramiento de la eficiencia. La magnitud de esta cifra determinará el esfuerzo por realizar en el mejoramiento y mantenimiento de la eficiencia en la planta de vapor. Las Gráficas 6h a 6k ilustran los ahorros económicos que pueden esperarse reduciendo el nivel de exceso de aire para varios combustibles. Un método alternativo que puede utilizarse para determinar los ahorros económicos y que es independiente del tipo de combustible empleado, consiste en usar la Gráfica 6l que presenta ahorros por US$100 de costo de combustible como función del incremento de la eficiencia de combustión, reduciendo el exceso de aire.

6.4 MEDICIONES DE LA EFICIENCIA DE COMBUSTION

Esta sección presenta los fundamentos para realizar mediciones adecuadas de los gases de chimenea, a fin de determinar el nivel de exceso de aire y la eficiencia de combustión atendiendo a las restricciones normales del medio. Se requerirán instrumentos para efectuar las siguientes mediciones en la chimenea:

- Exceso de oxígeno (o dióxido de carbono)
- Monóxido de carbono
- Oxidos de nitrógeno
- Opacidad (densidad del humo)
- Temperatura de gases de chimenea

Estas mediciones deben ser acompañadas por inspecciones oculares del horno para asegurar aceptables condiciones de llama.

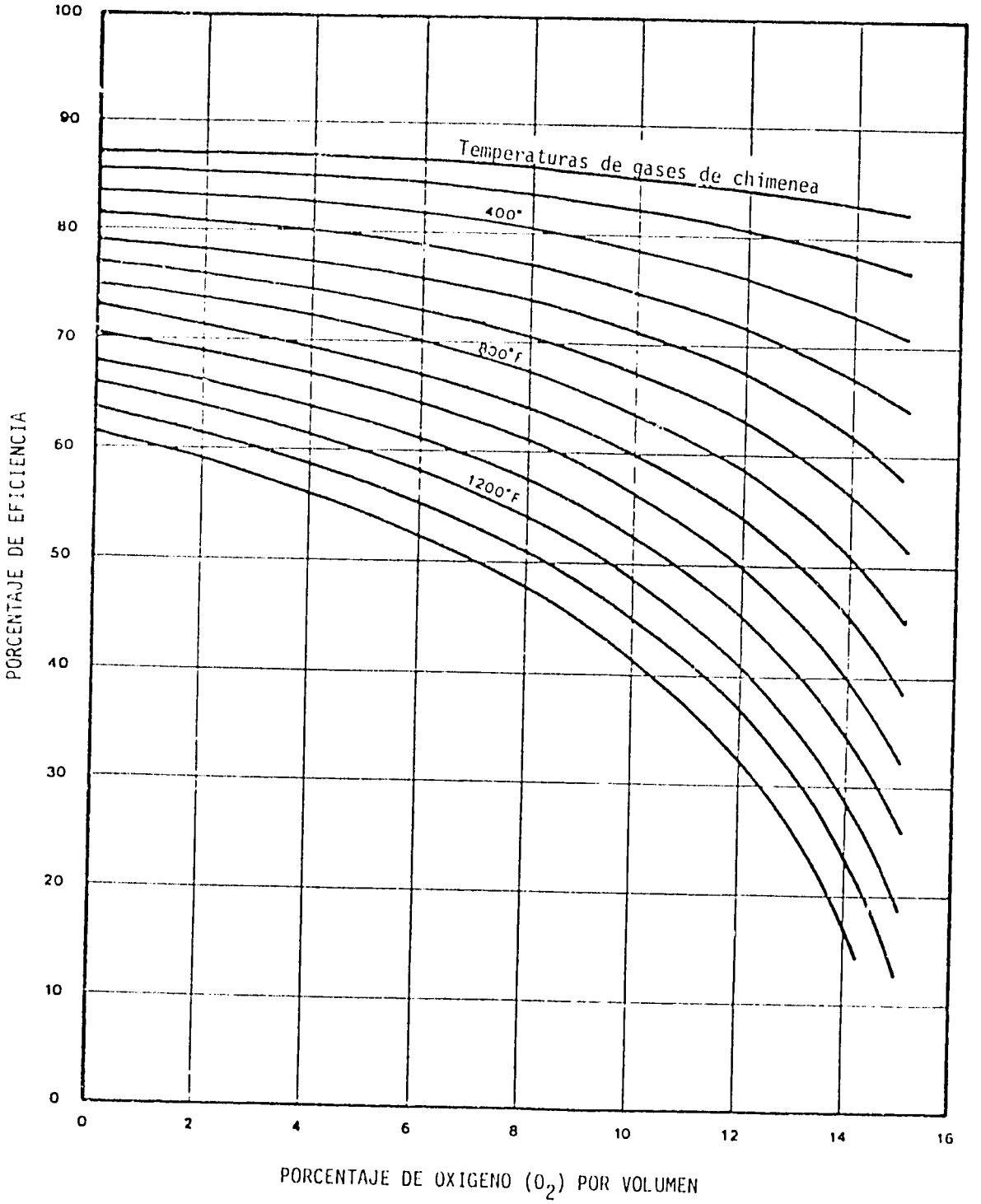
6.4a TECNICAS DE MUESTREO DE GASES DE CHIMENEA

Cualquiera que sea la medición que se efectúe en la chimenea, ya sea CO, CO_2, exceso de O_2, humo, temperatura, etc., es importante que la medición se haga sobre una muestra representativa del volumen de gases de chimenea. La localización del lugar en donde se obtiene la muestra de gases de combustión y la temperatura de chimenea, es tan importante como la misma medición.

La muestra debe tomarse en puntos donde no exista turbulencia, es decir, deben evitarse puntos tales como corriente abajo de codos, compuertas y ventiladores de tiro inducido. Los gases de combustión pueden estratificarse o formar "bolsas" en esas áreas y conducir a muestreos no representativos. Las fugas de aire en cualquier parte de la chimenea deben sellarse, ya que éstas, corriente arriba del lugar de muestreo, pueden conducir a graves errores en la determinación de la eficiencia de combustión.

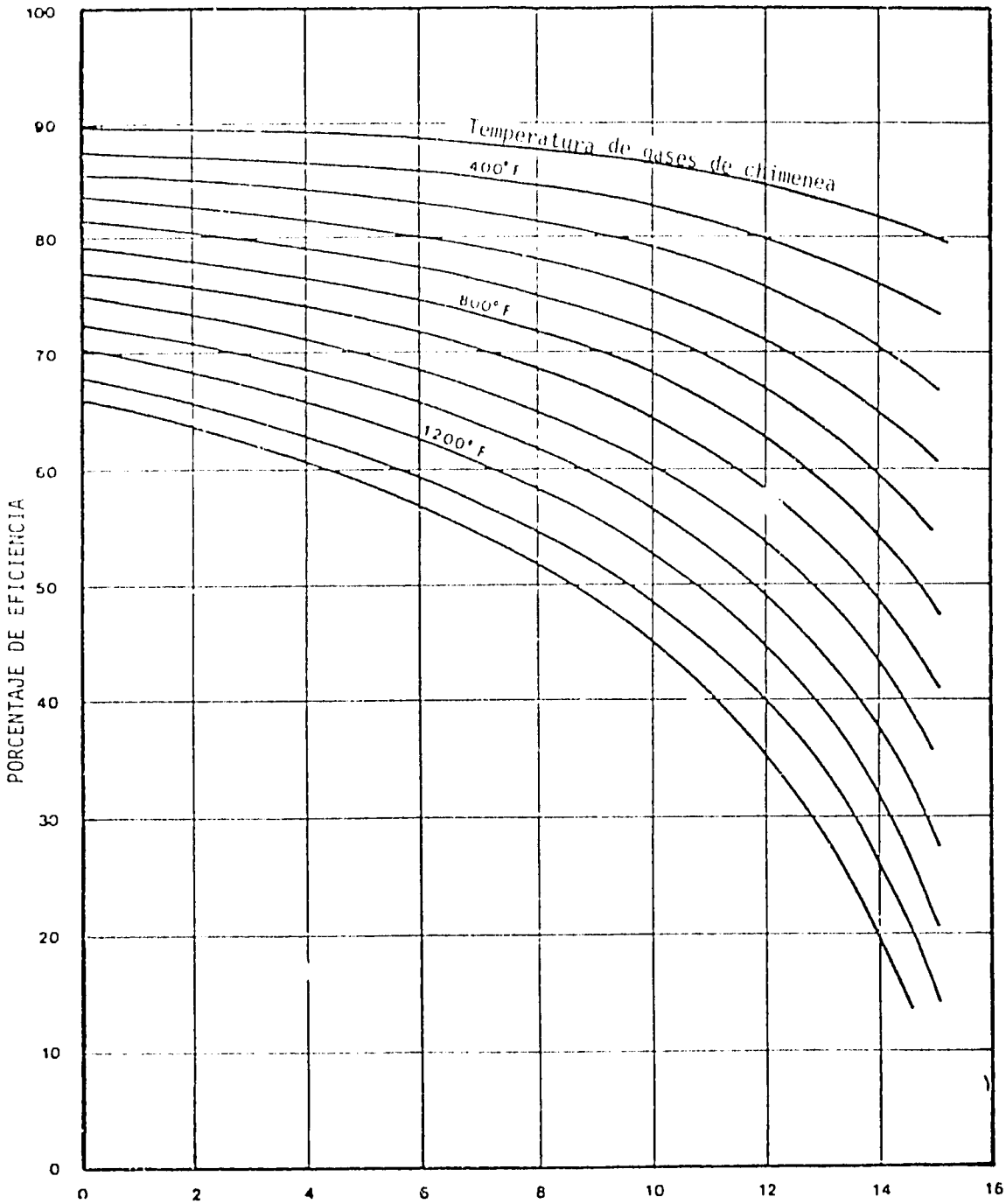
La temperatura de los gases de combustión está sujeta a los mismos efectos de estratificación y formación de "bolsas" que el flujo de los gases de combustión. El punto de medición de la temperatura de los gases de combustión debe estar lo más cerca posible a la salida de la última pie

EFICIENCIA DE UNIDADES DE GAS NATURAL



Gráfica 6b.

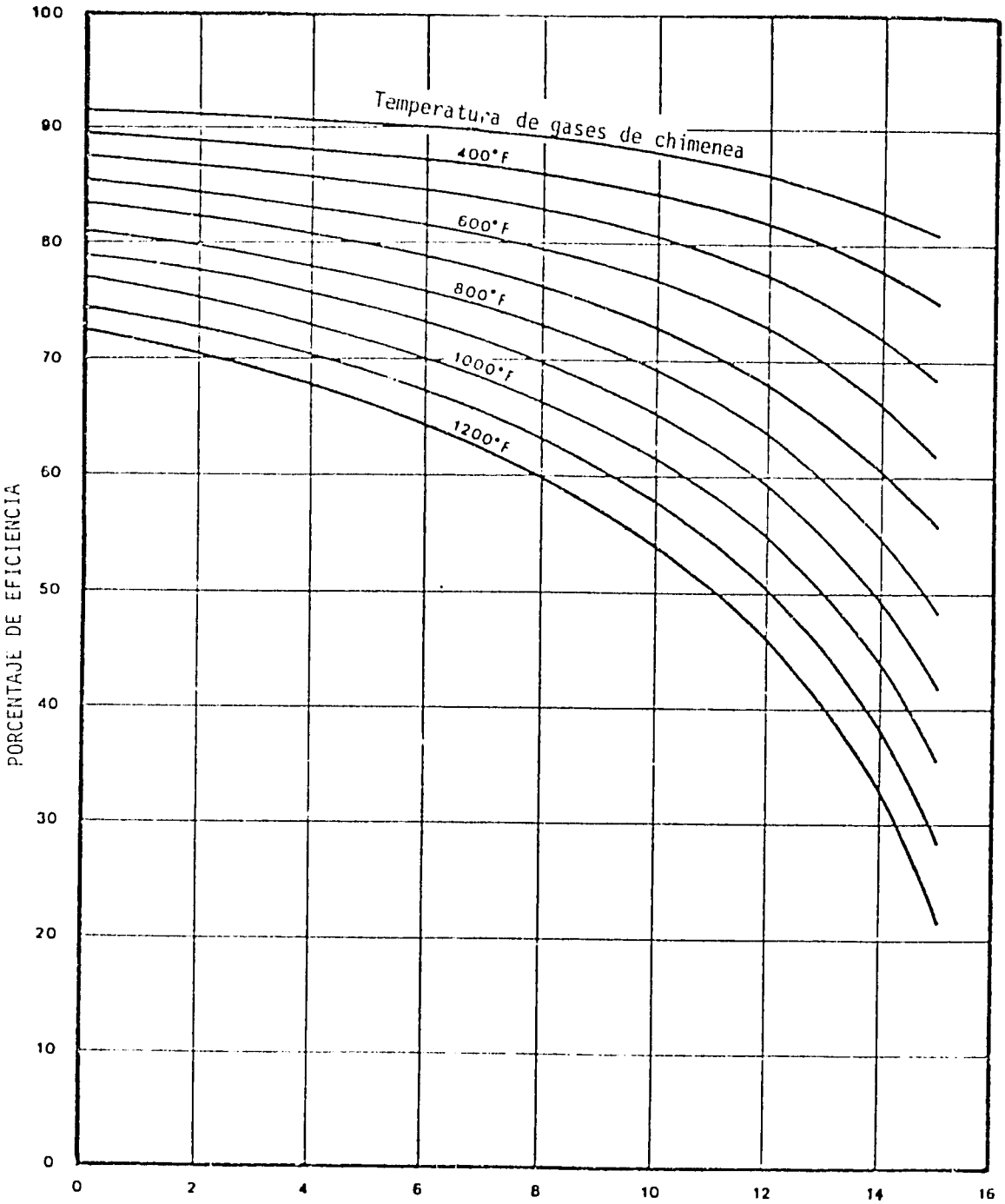
EFICIENCIA DE UNIDADES DE ACEITE COMBUSTIBLE



PORCENTAJE DE OXIGENO (O_2) POR VOLUMEN

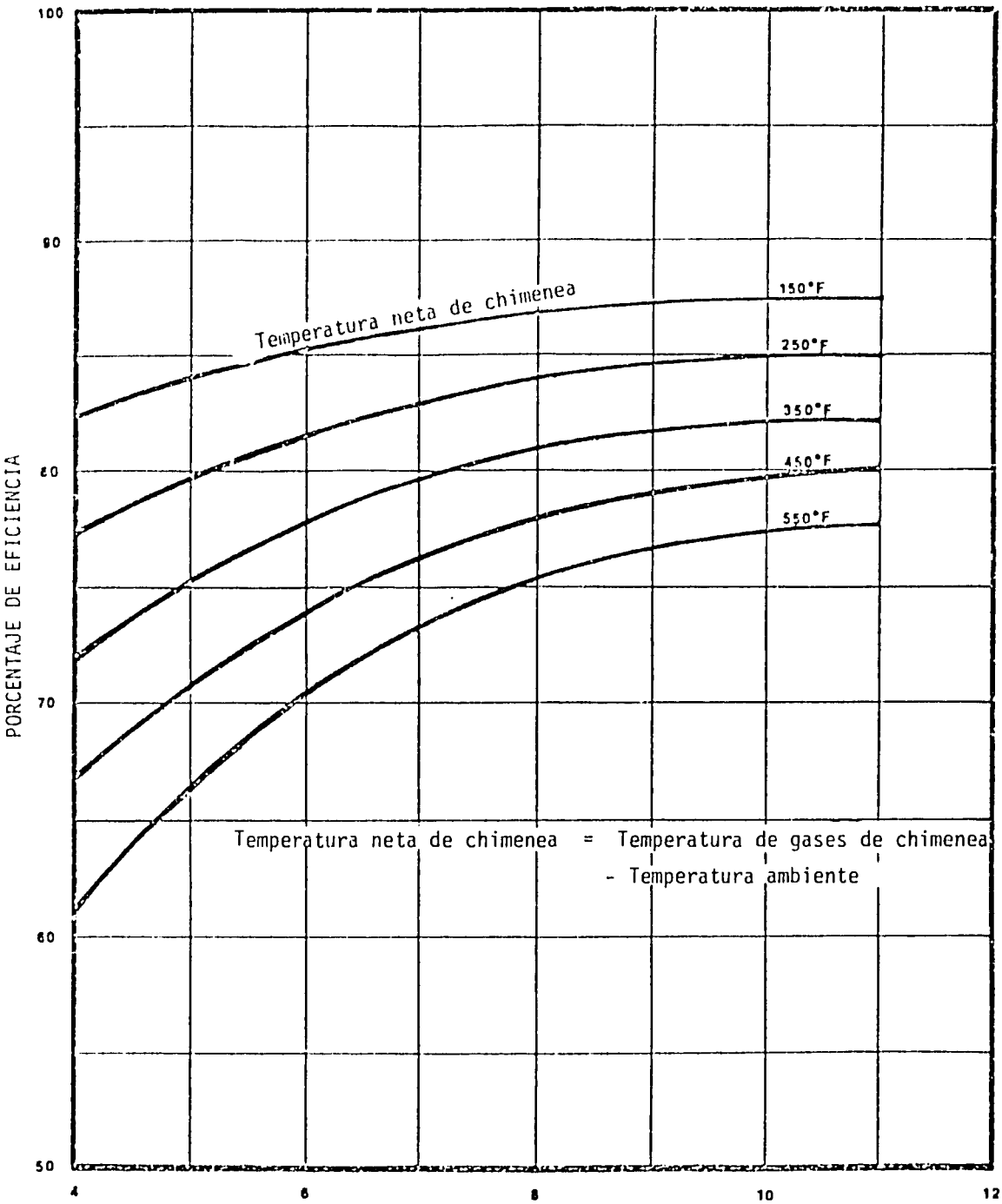
Gráfica 6c.

EFICIENCIA DE UNIDADES DE CARBON



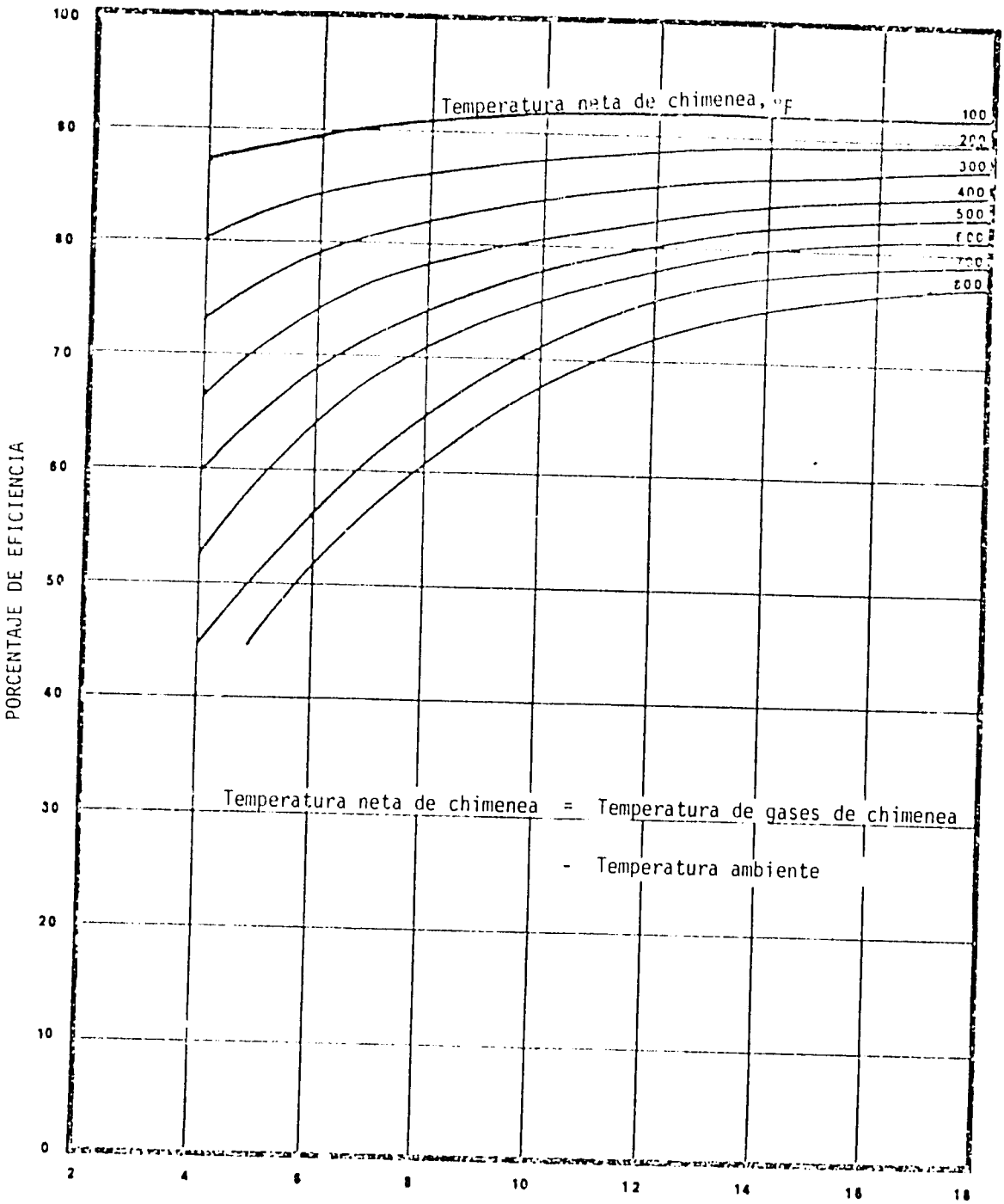
Gráfica 6d.

EFICIENCIA DE UNIDADES DE GAS NATURAL



Gráfica 6e.

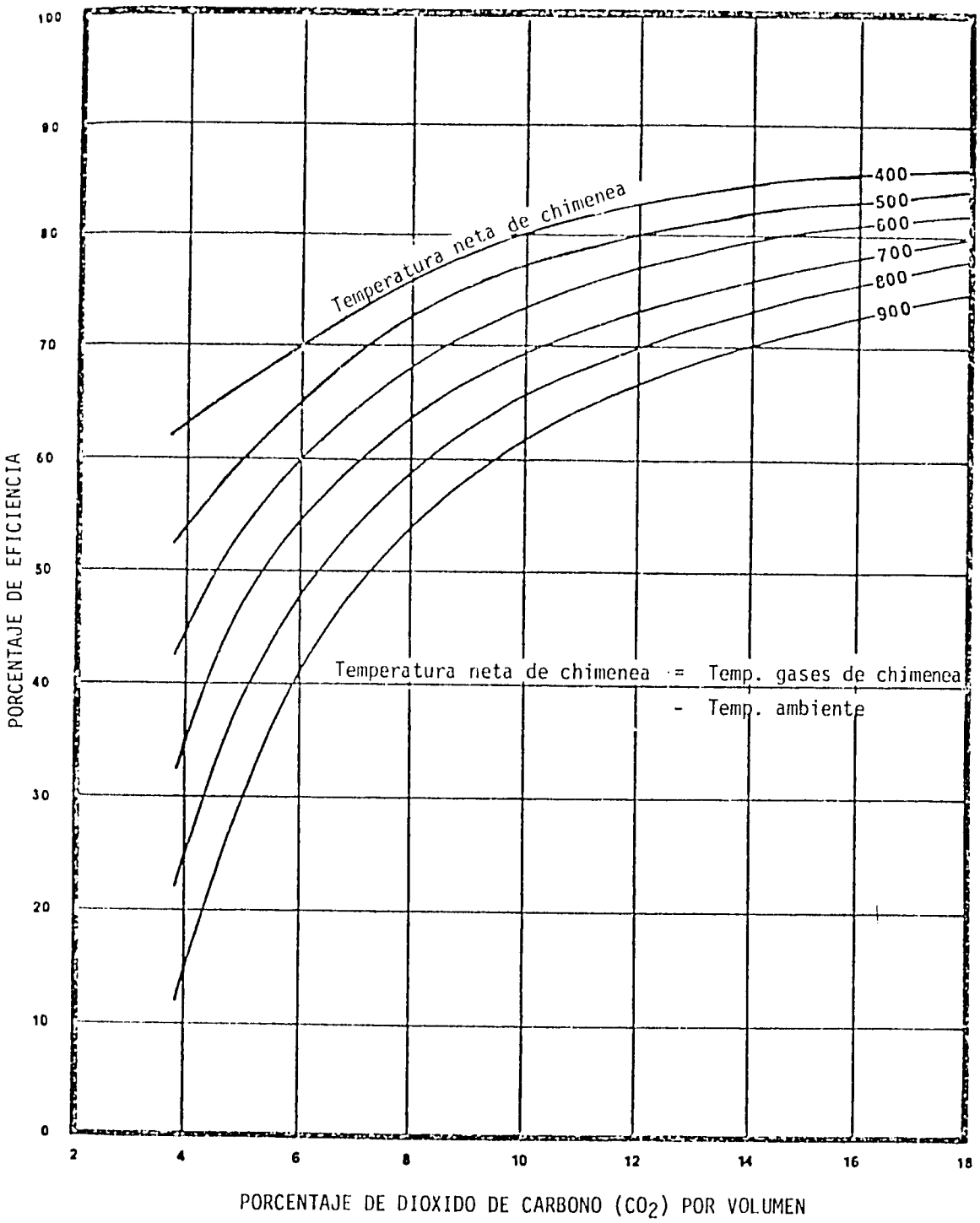
EFICIENCIA DE UNIDADES DE ACEITE COMBUSTIBLE



PORCENTAJE DE DIOXIDO DE CARBONO (CO_2) POR VOLUMEN

Gráfica 6f.

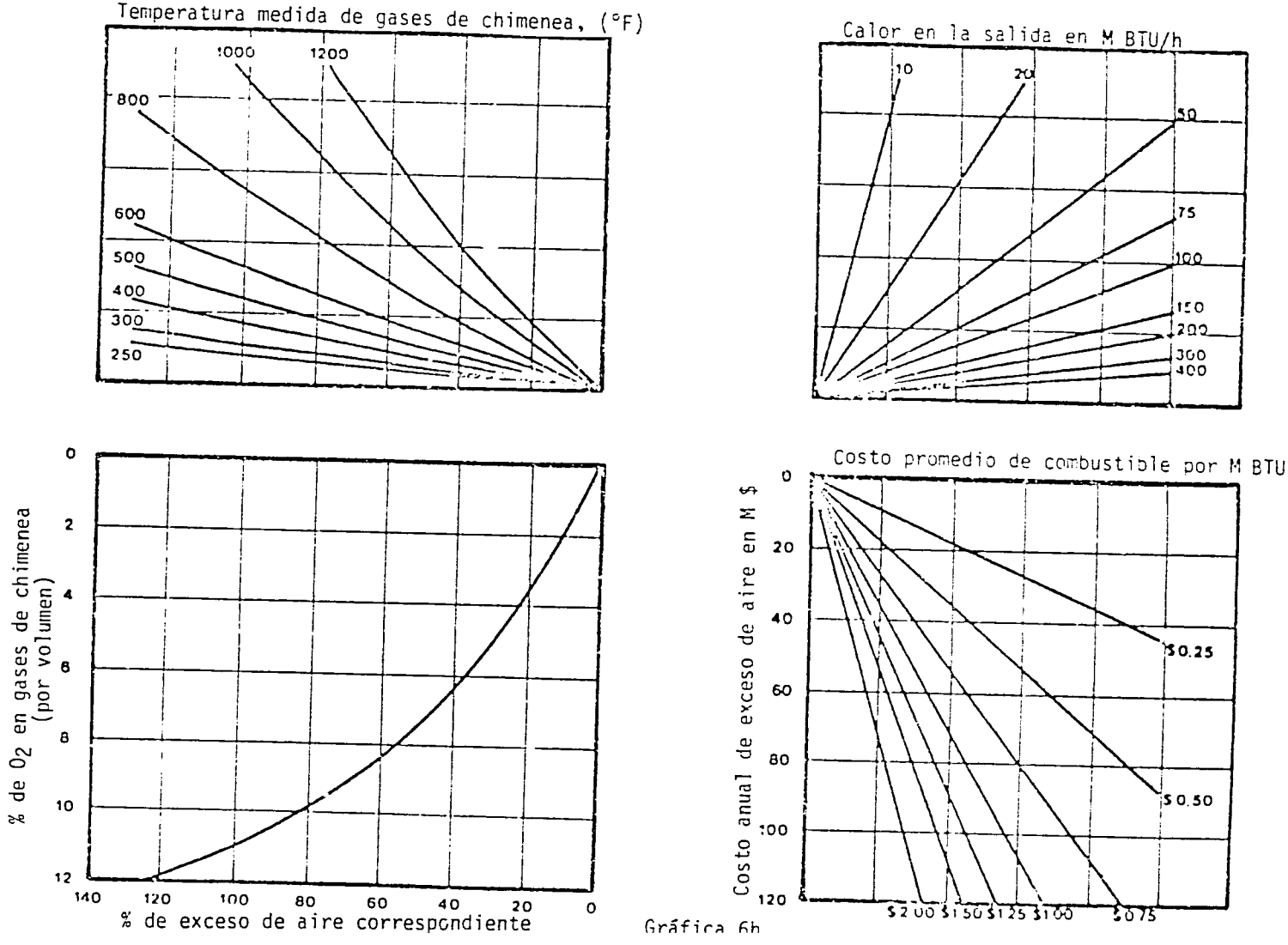
EFICIENCIA DE UNIDADES DE CARBON



Gráfica 6g.

GAS NATURAL

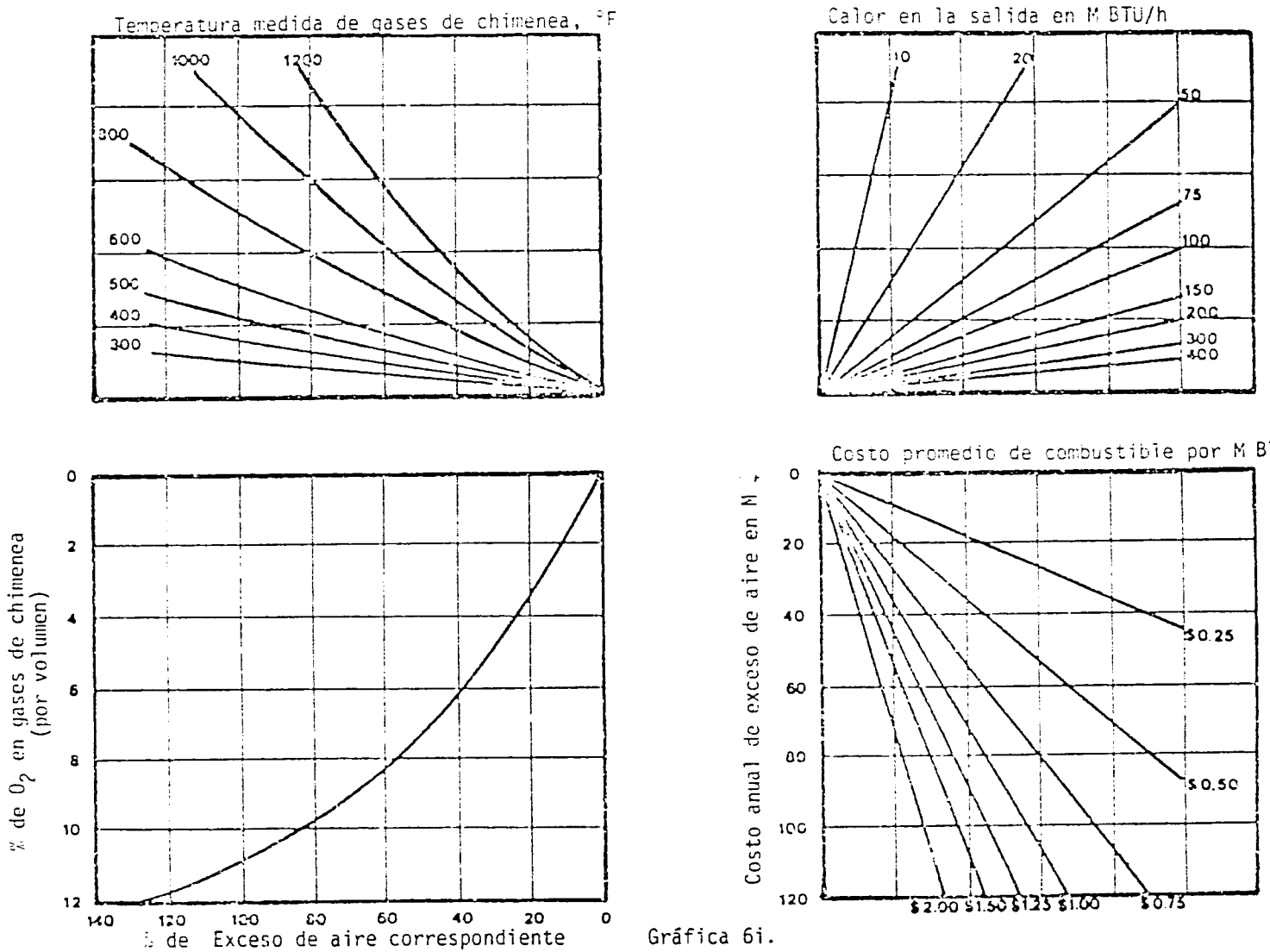
AHORRO ANUAL POR REDUCCION DE EXCESO DE AIRE



Gráfica 6b

ACEITE COMBUSTIBLE No. 2

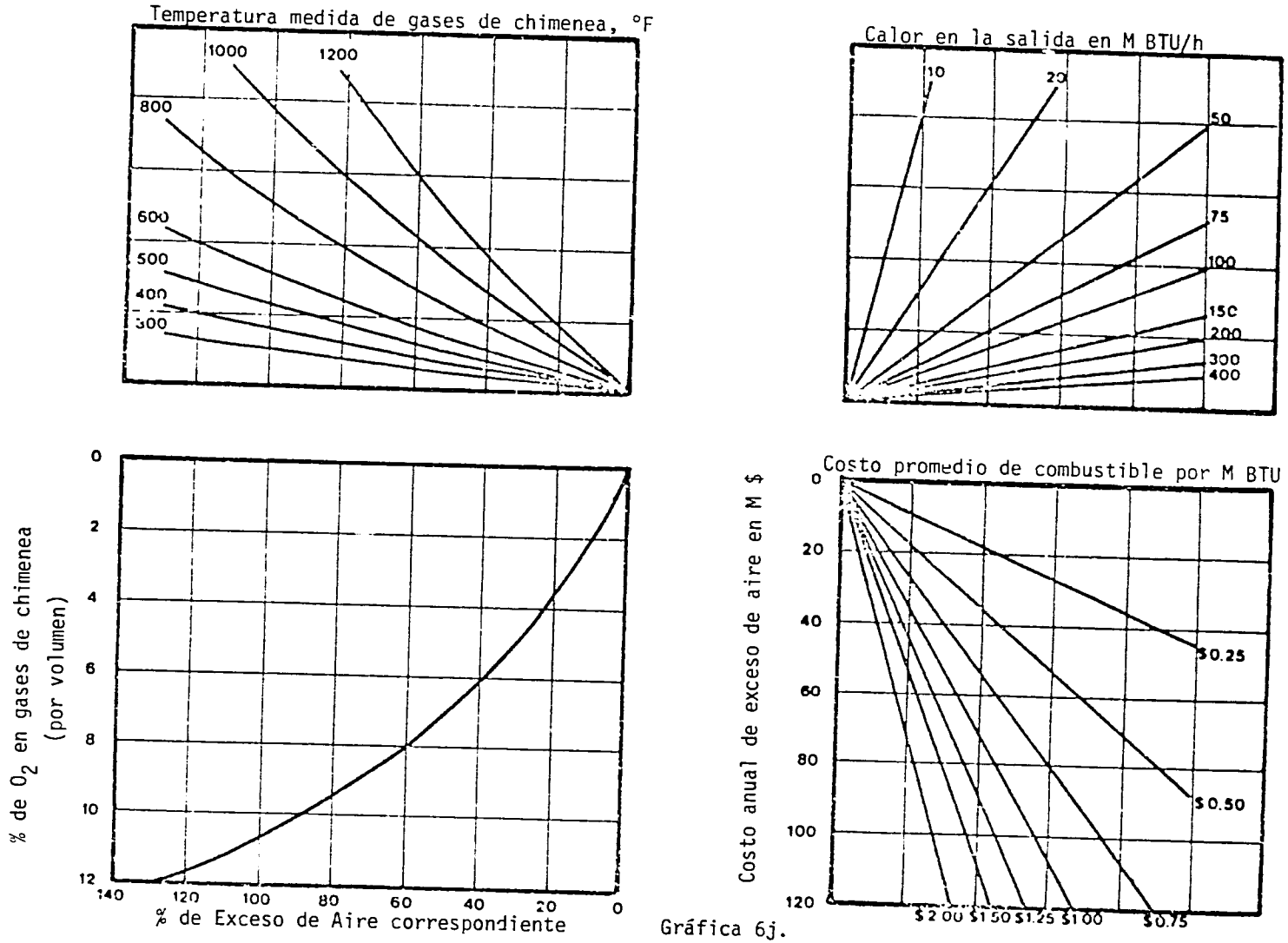
AHORRO ANUAL POR REDUCCION DE EXCESO DE AIRE



Gráfica 6i.

ACEITE COMBUSTIBLE No. 6

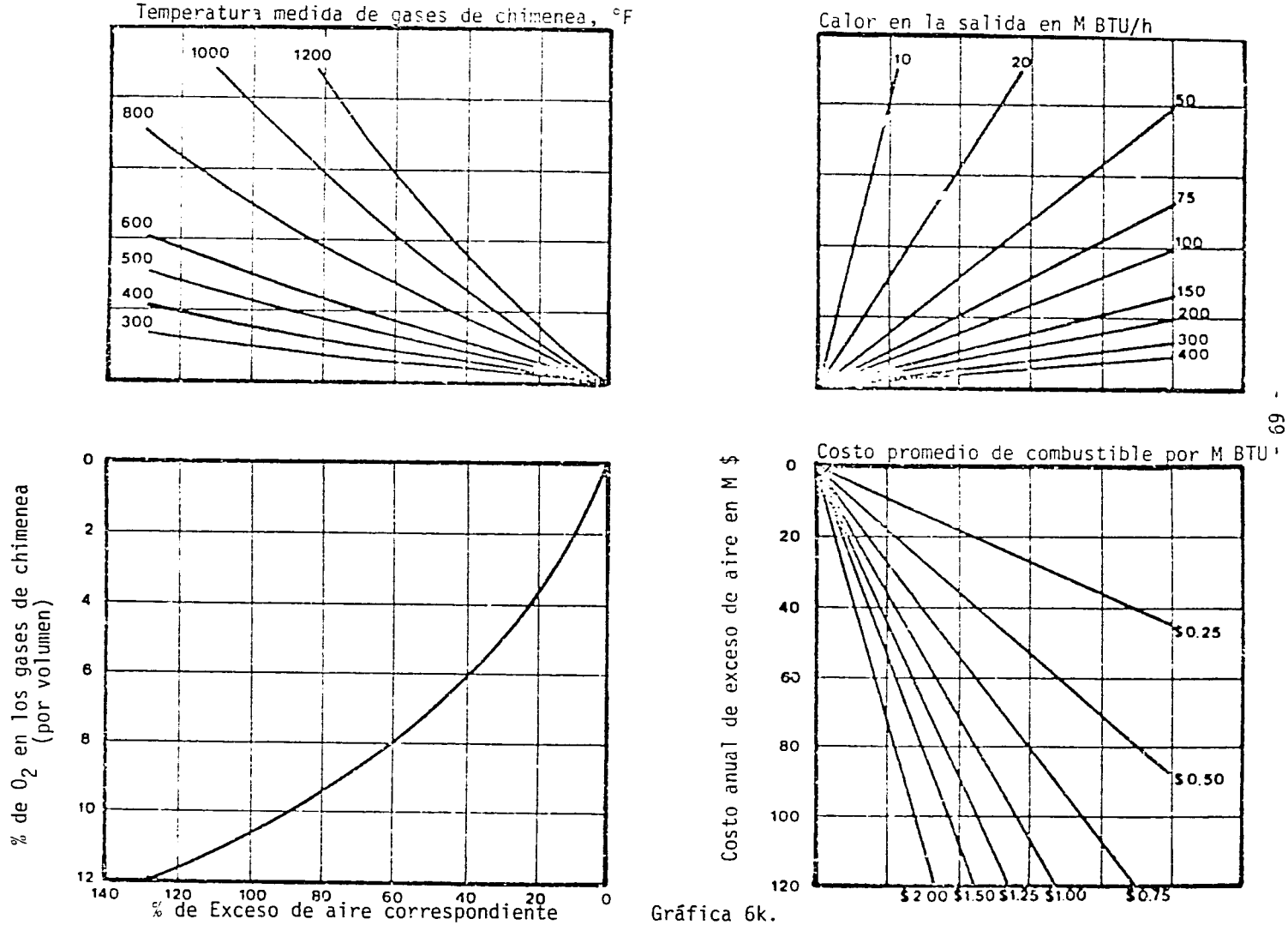
AHORRO ANUAL POR REDUCCION DE EXCESO DE AIRE



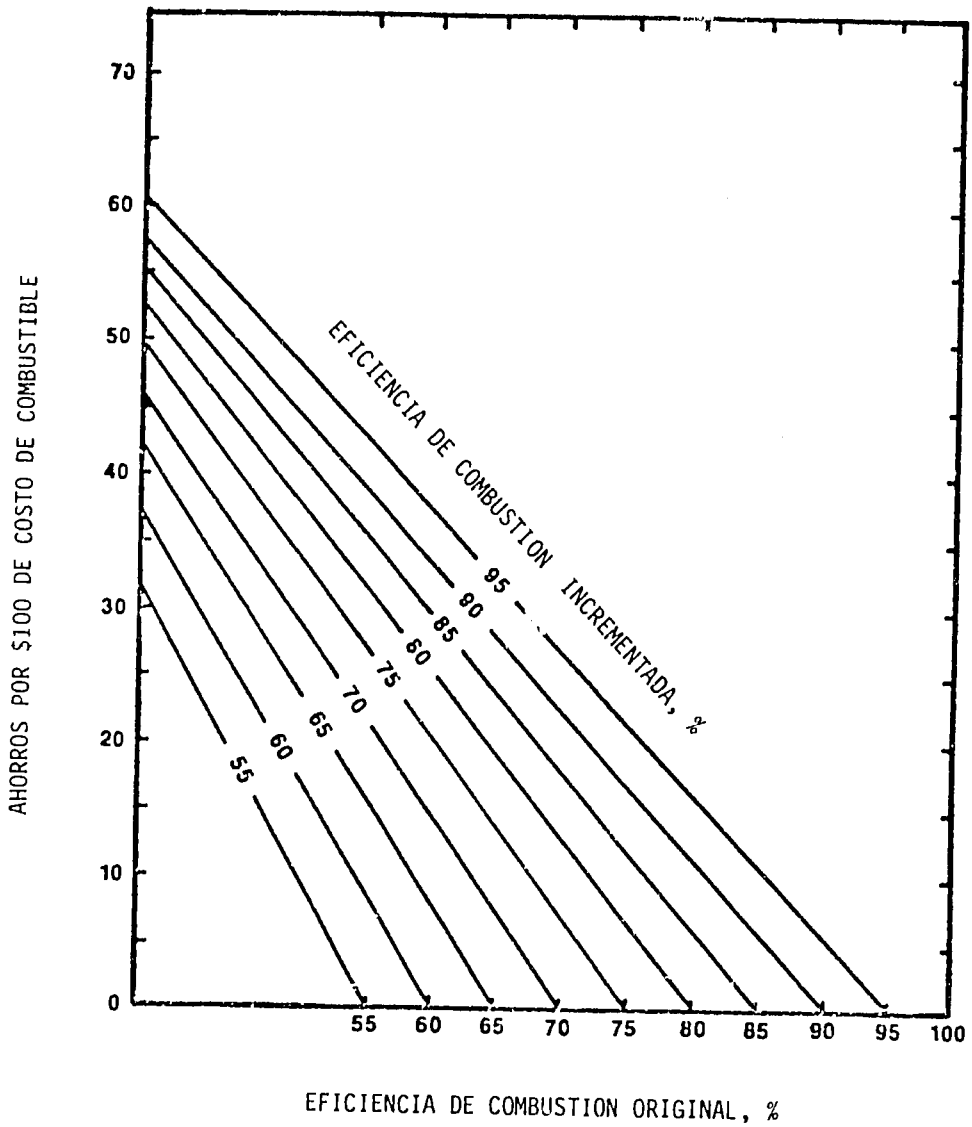
Gráfica 6j.

CARBON

AHORRO ANUAL POR REDUCCION DE EXCESO DE AIRE



Gráfica 6k.



Gráfica 61. Ahorros por $100 de costo de combustible al incrementar la eficiencia de combustión.

za del equipo de recuperación de calor, debido a que las pérdidas de temperatura pueden ocurrir en los ductos de los gases de combustión, especialmente en las secciones sin aislamiento.

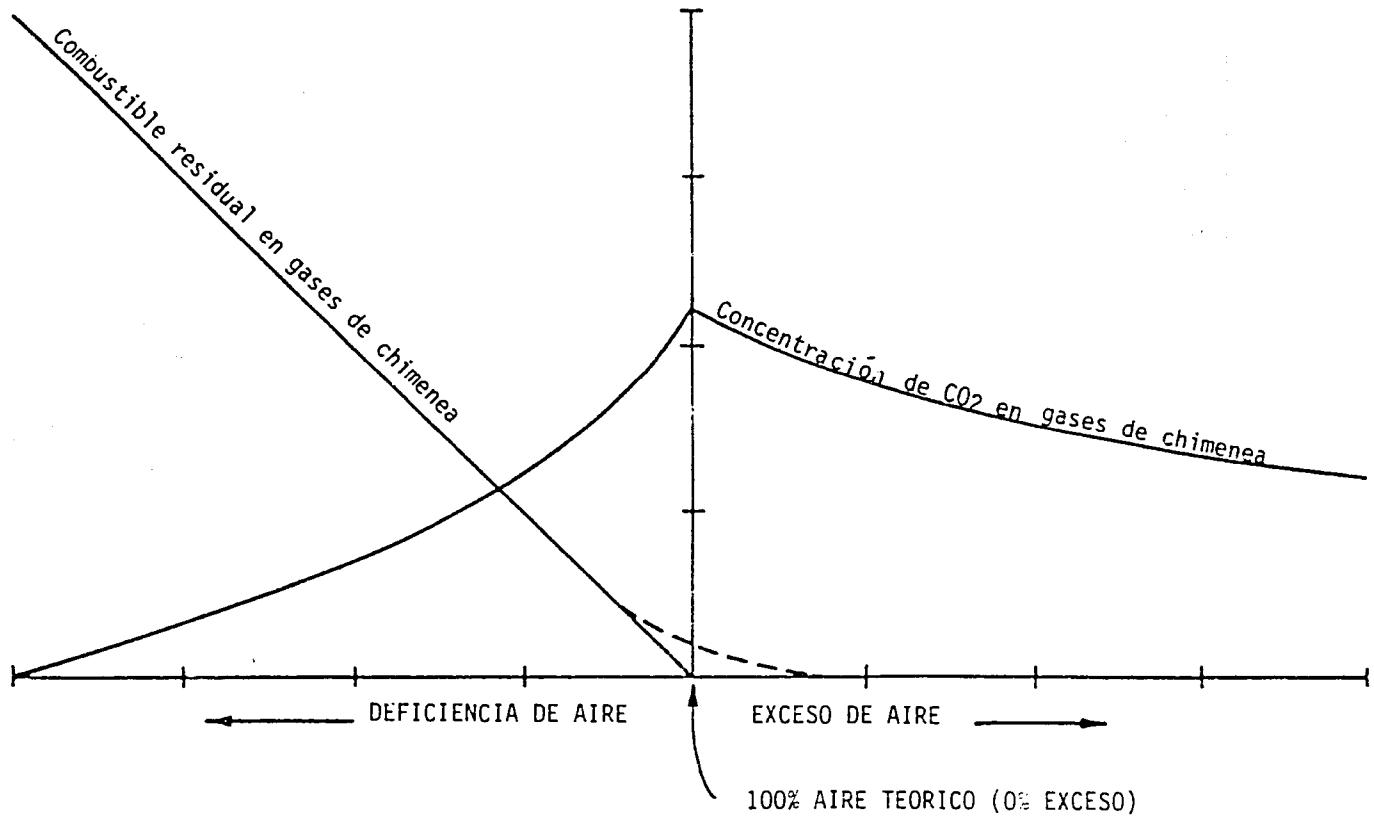
6.4b EXCESO DE AIRE

El exceso de aire suministrado al quemador puede determinarse mediante la medición de la concentración del O_2 o del CO_2 en los gases de combustión. Dado que el oxígeno es el gas que se usa en la reacción de combustión, debe preferirse siempre la medición del exceso de O_2. Aunque ambas medidas son igualmente válidas para determinar el exceso de aire de una caldera, se recomienda el uso del exceso de oxígeno por las siguientes razones:

1. La relación entre el O_2 y el exceso de aire no está muy afectada por la composición del combustible. Esto es evidente en la Gráfica 6a, en la cual las curvas de O_2 contra exceso de aire (para gas natural, para aceite combustible y para los combustibles de alto contenido de carbón) son casi coincidentes. Por otra parte, las curvas de CO_2 contra exceso de aire muestran variaciones entre los diferentes tipos de combustible.

2. La medición del CO_2 requiere mucho más precisión que las mediciones de exceso de O_2 para obtener la misma exactitud en el exceso de aire. Esto es cierto especialmente cuando el exceso de aire es bajo, lo cual es la condición preferida para altas eficiencias de calderas. Por ejemplo, suponga que se desea establecer el exceso de aire dentro de $\pm$ 2 por ciento. Si la caldera está operando con aceite combustible en la región de 20 por ciento de exceso de aire, el CO_2 tiene que ser medido dentro de una exactitud de $\pm$ 1.5% (13.0 $\pm$ 0.2% de CO_2), mientras que en la medición de O_2, solamente se requerirá una exactitud de $\pm$ 8% (3.7 $\pm$ 0.3% de O_2).

3. El CO_2 es un producto de la combustión mientras que el exceso de O_2 está asociado con las condiciones de exceso de aire en la caldera. El exceso de O_2 medido en los gases de chimenea es el excedente de oxígeno en la caldera del que se dispone para el proceso de combustión. A medida que se reduce más y más el exceso de aire presente en la caldera, el exceso de O_2 se aproxima a cero (sin importar el tipo de combustible), mientras que el CO_2 aumenta y se acerca a un valor constante que depende de la composición del combustible. Al disminuir el aire de combustión por debajo de la cantidad teórica, la concentración de O_2 se mantiene en cero, pero la concentración de CO_2 empieza a disminuir desde un valor máximo (véase Gráfica 6m). Esto hace que la curva del CO_2 presente contra el porcentaje de aire de combustión tenga un máximo en el valor 100% o sea en la cantidad teóricamente requerida de aire de combustión. Por consiguiente, se puede observar que un cierto valor para el porcentaje de CO_2 puede darse en condiciones ya sea de deficiencia o exceso de aire, de modo que el



Gráfica 6m. Residuos de combustible y concentración de CO_2 en gases de chimenea como una función del aire de combustión suministrado.

porcentaje de exceso de aire presente, no siempre puede juzgarse a partir únicamente de la medición del CO_2. Cuando se quema carbón o aceite combustible, no se presenta ningún problema puesto que cuando falta aire de combustión, el humo que sale por la chimenea es oscuro, y esto puede servir, por tanto, para indicar el verdadero exceso de aire que corresponde a una lectura específica de CO_2. Sin embargo, al quemar gas natural, el humo no se produce cuando es deficiente el aire de combustión, por lo que es necesario también medir la concentración de CO para determinar qué porcentaje de exceso de aire corresponde a una lectura particular del CO_2.

4. Los instrumentos que se utilizan para las mediciones del exceso de O_2 son, generalmente, menos costosos y más confiables que los aparatos para medir el CO_2.

Como el control del exceso de aire en realidad es sinónimo del control de exceso de O_2, se recomienda que todos los operadores de calderas utilicen la medición del exceso de O_2. Sin embargo, si se presta el cuidado debido, el CO_2 es una buena indicación del nivel de exceso de aire y se puede utilizar para el control de la máxima eficiencia de combustión de una caldera.

El dióxido de carbono o el exceso de O_2 puede medirse por medio de instrumentos electrónicos o por medio de dispositivos portátiles que se basan en un principio de absorción química. Ejemplos de estos dispositivos químicos portátiles son el analizador Orsat, los indicadores de longitud de mancha, y el indicador Fyrite O_2 que funciona con el mismo principio que el analizador Orsat. La verificación continua del O_2 mediante un instrumento electrónico puede utilizarse para controlar automáticamente el exceso de aire en la caldera.

Ya sea que se utilice un analizador incorporado de O_2 o un instrumento portátil, es indispensable que sea calibrado debidamente para efectuar lecturas precisas y ajustes apropiados en la caldera. Deben seguirse los métodos de calibración recomendados y ajustar con frecuencia el instrumento, tanto como sea necesario, a fin de reducir al mínimo la variación en las lecturas por una mala calibración. Utilícese un analizador recién calibrado al iniciar las pruebas de caldera. Cuando se haga una calibración con gases patrón, confírmese haciendo una comparación entre los estándares más nuevos con los viejos, a fin de descubrir cualquier error en el mismo gas de calibración. Para los analizadores con absorbentes químicos, (tales como los analizadores Orsat o Fyrite), asegúrese de que las soluciones sean frescas y fíjese una rutina para renovar las sustancias químicas basándose en el número de muestras analizadas y en la vida útil del absorbente. Estas observaciones generales respecto a la calibración de instrumentos, también tienen validez para otras mediciones de chimenea.

6.4c MONOXIDO DE CARBONO

En las calderas que queman gas natural, el monóxido de carbono es el principal indicador de combustión incompleta y generalmente determina el

mínimo exceso de O_2 práctico para la caldera. La concentración de monóxido de carbono en los gases de chimenea no debe exceder de 400 ppm después de haberse efectuado los ajustes finales de la caldera*. Para propósitos de prueba, ocasionalmente son admisibles niveles de CO arriba de 1 000 ó 2 000 ppm; esto es aceptable si se tiene especial cuidado con la caldera y la llama para asegurar condiciones de operación estables. Téngase cuidado en estas condiciones. Una reducción adicional del exceso de aire dará como resultado un rápido aumento de CO y en el caso de otros combustibles, oscurece el humo de la chimenea, da inestabilidad a la llama, produce vibración del horno y ocasiona explosiones en la caldera.

Las mediciones de monóxido de carbono en calderas que queman carbón o aceites combustibles, no son en general obligadas, ya que el humo o el acarreo excesivo de carbón precede usualmente a cualquier emisión abundante de CO. Sin embargo, esto no siempre puede preverse. Por ejemplo, se han medido altos niveles de CO en quemadores que funcionan mal o se han deteriorado (impulsores quemados, boquillas para aceite obstruidas, insuficiente aire de sobrealimentación, etc.). Pueden encontrarse abundantes emisiones de CO también en altos niveles de exceso de O_2, en los cuales la corriente de aire ha sido aumentada hasta el punto que influya en la estabilidad de la llama. Por tal razón, se recomienda que las mediciones de CO se realicen en todas las calderas, a fin de que no surjan problemas en los quemadores, que pudieran complicar la eficiencia y las pruebas que indiquen la emisión de NO.

El analizador de CO deberá ser capaz de medir más de 2 000 ppm y deberá tener suficiente sensibilidad para medir en una gama de valores más bajos que 100 ppm. Los analizadores Orsat se han empleado tradicionalmente para la determinación de CO, pero las dificultades para leer con exactitud las concentraciones bajas de CO (inferiores a 1 000 ppm) han propiciado el uso de los detectores portátiles de tipo de longitud de mancha, que poseen la sensibilidad necesaria y distintos intervalos de medición. Se dispone, además, de instrumentos electrónicos montados o portátiles.

6.4d OPACIDAD DEL HUMO (Densidad del humo)

En una caldera que quema aceites combustibles o carbón la producción de humo opaco en la salida de la chimenea es una indicación de combustión incompleta o de condiciones de llama inaceptables que deben evitarse. Algunas calderas de aceite combustible o carbón (especialmente calderas de gran capacidad) están equipadas con un detector de humo que puede ser muy útil cuando está bien calibrado, para dar indicaciones de las condiciones de los gases de chimenea. Las condiciones aceptables de la chimenea siempre pueden confirmarse mediante la inspección ocular de la misma.

Pueden efectuarse mediciones precisas del humo en calderas pequeñas, empleando una bomba manual portátil barata, y papel filtro para pruebas.

---

* Algunas ordenanzas municipales, códigos industriales y compañías de seguros exigen que el CO no exceda este valor.

Esto permite mediciones en puntos determinados, pero no puede utilizarse para controlar continuamente la chimenea. Estos dispositivos usan el número de punto de humo o la escala de humo ASTM (ASTM D2156) y pueden ser de gran ayuda para establecer las condiciones óptimas de operación de una caldera.

6.4e APARIENCIA DE LA LLAMA

La apariencia de la llama de una caldera industrial puede dar una buena indicación preliminar de las condiciones de combustión. Es difícil generalizar las características de una "buena" llama, ya que existe cierta preferencia del operador y variaciones en cuanto al diseño del quemador. Esto es válido especialmente para calderas alimentadas mecánicamente con carbón. Para otros tipos de equipos de combustión, se buscan usualmente llamas con apariencia definida. Se prefieren llamas cortas, claras, con alta turbulencia cuando se trata de aceite combustible o carbón pulverizado. Las llamas azules, ligeramente formadas o casi invisibles, son ideales para combustibles gaseosos. (Sin embargo, el funcionamiento con escasas emisiones de NO_x a niveles reducidos de O_2 puede dar como resultado una diferente apariencia de la llama, según se menciona en la próxima página). También se trata de lograr la estabilidad de la llama en el quemador y una mínima vibración del horno. Para calderas con alimentación por debajo, es importante mantener un lecho uniforme de combustible.

A menudo, se logra una llama de buena apariencia mediante la operación con niveles de exceso de aire superiores a los que se requieren para quemado seguro y limpio. El objeto principal de estas recomendaciones es reducir el exceso de O_2 a los niveles prácticos mínimos.

Por el contrario, en las instalaciones de calderas industriales, también se ha encontrado quemado con insuficiente exceso de oxígeno. Esta condición generalmente se limita a calderas de gas natural y puede ocurrir con otros combustibles cuando existen desajustes en el quemador y se realizan controles inadecuados de la calidad de combustión. Con estas indicaciones se pretende ayudar a corregir ambas situaciones.

La quema de cierta cantidad de combustible con el mínimo exceso práctico de O_2 en el horno libera siempre aproximadamente la misma cantidad de energía térmica. Sin embargo, este proceso puede durar mayor tiempo y utiliza más volumen del horno antes de que el combustible sea quemado completamente. El resultado de quemar con bajo exceso de O_2 es una llama que puede tener las siguientes características:

- Llamas que aumentan de volumen y llenan el horno completamente.
- Llamas con apariencia de lentas ondas. Al contrario de las llamas intensas y turbulentas, las llamas con bajo nivel de O_2 tienden a fluir despaciosamente en el horno.
- El color general de la llama puede cambiar a medida que disminuye el exceso de O_2. Las llamas de gas natural se hacen más visibles o luminosas con partes amarillas o ligeramente borrosas.

Las llamas de carbón y aceites combustibles se tornan amarillo oscuro y anaranjado y pueden mostrar partes poco claras.

Estas características son, en su mayoría, opuestas a las condiciones de las llamas que convencionalmente desean los operadores de calderas industriales para un quemado limpio y confiable. Cabe destacar que la seguridad, la confiabilidad y las escasas emisiones de partículas y hollín aún pueden lograrse con un nivel bajo de exceso de O_2. Esto es válido únicamente si se llevan a cabo las mediciones de chimenea requeridas y se siguen las recomendaciones que se proponen.

Se debe mencionar que, en muchos casos, la combustión con bajo exceso de O_2 no causa necesariamente cambios radicales en la apariencia de la llama.

Pudiera ser que la caldera ya estuviera funcionando con el mínimo exceso práctico de O_2. Si este fuera el caso, estas anotaciones aún serán útiles para contribuir a asegurar que se mantengan una alta eficiencia y bajos niveles de emisión de NO_x.

6.5 INSPECCION PRELIMINAR DE LA CALDERA ANTES DEL AFINAMIENTO

Con el fin de obtener un mejoramiento máximo con el afinamiento de una caldera, es necesario que la misma esté funcionando apropiadamente. Es decir, que para lograr máximos ahorros de combustible y mínimas emisiones de chimenea, es indispensable que las condiciones de la caldera sean examinadas antes de la prueba y que se lleve a cabo cualquier reparación o mantenimiento necesarios.

En el Cuadro 6a se da una lista amplia de los factores que pueden afectar la eficiencia de la caldera y las emisiones de NO_x. Esta lista es un suplemento útil del manual del fabricante para operación y mantenimiento de una caldera, y ambos deberán consultarse para preparar la caldera para las pruebas de eficiencia y emisión. Antes de realizar reajustes y/o reparaciones costosas, deberá consultarse con el departamento de servicio del fabricante y con otros expertos en combustión. Algunos de los factores más comunes que deben incluirse en la inspección preliminar de una caldera se resumen a continuación.

6.5a QUEMADORES

Para el quemado de aceite combustible, asegúrese de que el atomizador tenga el diseño y tamaño correctos para el tipo de aceite combustible y la geometría del quemador. (Algunas veces en el banco de limpieza se confunden las piezas de las calderas cuando se quitan las boquillas de aceite). Inspeccione los conductos y los orificios de las boquillas de aceite para cerciorarse de que no hay erosión excesiva; quite los residuos de carbón para asegurar la distribución debida del aceite. Cerciórese de que las temperaturas del aceite combustible en el quemador están en los niveles recomendados. Si se utiliza vapor en la atomización, éste debe estar a la

presión apropiada. Asegúrese de que los difusores no estén quemados o rotos y que estén debidamente colocados con respecto a la boquilla del inyector de aceite. Verifique también que la boquilla del inyector de aceite esté en su correcta posición dentro de la garganta del quemador. Debe reemplazarse cualquier material refractario que esté averiado o que falte en la garganta del quemador. Los filtros de aceite deben estar limpios y en su respectivo lugar.

Cuando se queme gas natural, inspeccione los orificios de inyección de gas y cerciórese de que los conductos no estén obstruidos. Los filtros y las trampas de humedad deberán estar limpios, en su lugar, y deben funcionar bien para prevenir la obstrucción de los orificios del gas. Deben verificarse, asímismo la ubicación y las orientaciones correctas de los difusores, los pilares y los ductos de gas, etc. Cerciórese si faltan o hay piezas quemadas en el quemador.

Cuando se quema carbón pulverizado deben estar funcionando debidamente los componentes del quemador, tales como pulverizadores, alimentadores, transportadores, y ductos de aire. La finura de los granos de carbón debe estar dentro de los límites recomendados. Todas las tuberías deben estar exentas de carbón y residuos. Examine que las piezas del quemador no tengan indicios de erosión excesiva o de calcinación. En las calderas con alimentación mecánica, las parrillas no deben estar gastadas excesivamente, para evitar una combustión deficiente en el lecho, o abundantes arrastres de carbón. Asegúrese de que los difusores estén funcionando bien y que estén ubicados correctamente. Confirme la posición adecuada de todas las compuertas que regulan la entrada de aire. El tamaño del carbón también es importante para que las pérdidas por el carbón no quemado se reduzcan al mínimo, debe funcionar debidamente el sistema de reinyección de cenizas.

6.5b CONTROLES DE COMBUSTION

Se deben inspeccionar todas las válvulas de combustible de tal manera que su movimiento sea el apropiado y las superficies interiores estén limpias. Las superficies de las válvulas de aceite y gas se erosionan con el tiempo. No debe haber excesivo juego en las varillas de control o compuertas de aire. Las presiones de entrada de combustible a todos los reguladores de presión deben ser adecuados para asegurar una presión de salida constante para todas las velocidades de quemado. El vapor atomizado o sistemas de aire también deben entregar flujos apropiados. Ajústese cualquier elemento de control que no responda uniformemente a la demanda variable de vapor. Se pierde combustible por ciclaje innecesario en la velocidad de quemado debido a reguladores o mandos automáticos desajustados. Todos los indicadores deberán estar calibrados y funcionando bien para ayudar a la identificación de problemas que pudieran ocurrir en cualquier control. Todos los cierres de seguridad y los circuitos de apagado automático de la caldera, deben funcionar correctamente.

CUADRO 6a. LISTA DE VERIFICACIONES PARA LA INSPECCION PRELIMINAR DE UNA CALDERA

QUEMADORES					
GAS	ACEITE COMBUSTIBLE	CARBON PULVERIZADO	ALIMENTACION MECANICA	CONTROLES DE COMBUSTION	HORNOS
Estado y limpieza de los orificios de inyección de gas. Limpieza y operación de filtros y trampas de humedad. Estado y orientación de difusores, tuberías de gas, etc. Estado del refractario del horno. Estado y operación de las compuertas de aire.	Estado y limpieza en el paso de combustible. Temperatura de quemado del combustible. Presión del vapor atomizante. Estado y orientación de los difusores del quemador. Posición del difusor de combustible. Limpieza del filtro de aceite combustible. Estado del refractario en la garganta del quemador. Estado y operación de las compuertas de aire.	Estado y operación de pulverizadores, transportadores, etc. Finura del carbón. Estado de las tuberías de carbón. Signos de erosión excesiva. Estado y operación de las compuertas de aire.	Estado de las parrillas. Posición y operación del alimentador. Posición de todas las compuertas de regulación de aire. Tamaño del carbón. Operación del sistema de eliminación de cenizas	Limpieza y movimiento apropiado de las válvulas de combustible. Excesivo juego en las barras de control o compuertas de aire. Adecuada presión en todos los reguladores. Innecesario ciclaje en la velocidad de quemado. OPERACION APROPIADA DE TODOS LOS CIERRES DE SEGURIDAD Y CIRCUITOS DE TRAMPAS DE CALDERA.	Excesivos depósitos o suciedad en el interior de los tubos de la caldera. Apropiada operación de los sopladores de hollín. Fugas en los ductos y en la cubierta. Limpieza y operabilidad de los visores del horno.

6.5c HORNO

Observe que las superficies de los tubos de la caldera del lado del gas no tengan exceso de depósitos minerales ni estén sucios. Esto causa temperaturas más elevadas de los gases de chimenea y eficiencias de caldera más bajas. Las condiciones de mal quemado pueden ser causadas por problemas de depósitos en los tubos, pero debe verificarse también el buen funcionamiento del soplador de hollín. La limpieza periódica de las superficies de los tubos puede ser una solución práctica para que los quemadores y los sopladores de hollín estén funcionando según su diseño.

Repárese cualquier fuga en el paso del gas y en los desviadores de la caldera. Se deben inspeccionar, también, los refractarios y el aislamiento, repararse cualquier fuga en la cubierta y sustituir los refractarios rotos o faltantes.

Los visores para la inspección del horno, deben limpiarse y mantenerse en buenas condiciones, ya que la observación de la llama es parte esencial en las pruebas de calderas. Los visores para inspección deben permitir una vista de la garganta del quemador, de las paredes del horno y de los pasos de convección.

6.6 PRUEBAS DE EFICIENCIA DE UNA CALDERA - AFINAMIENTO DE LA CALDERA

El afinamiento de una caldera constituye un método para determinar el mínimo exceso de O_2 práctico con que puede operar. El método consiste en una serie de pruebas que hace funcionar la caldera a diferentes regímenes de carga y niveles de exceso de aire simultáneamente, registrando las condiciones de funcionamiento y efectuando mediciones de gases de chimenea.

Para obtener el máximo beneficio de las pruebas, es necesario registrar todos los datos obtenidos. El registro de las condiciones de operación de una caldera y de las mediciones de gases de chimenea, no sólo proporcionará las características de eficiencia y emisión, sino que permitirá hacer comparaciones futuras para ayudar a diagnosticar problemas de esos aspectos. Los datos de las pruebas, deberán registrarse en formatos preparados de antemano y deberán incluir la siguiente información:

1. Identificación de la caldera, tipo de combustible quemado, fechas de las pruebas y nombres del personal involucrado.
2. Condiciones del vapor, del agua de alimentación y del combustible (velocidades del flujo, presiones y temperaturas) para obtener el régimen de quemado de la caldera y la generación de vapor.
3. La posición del dispositivo de control de la combustión y de los ajustes del quemador.
4. Presiones, temperaturas y ajustes de la compuerta del horno.
5. Mediciones de gases de chimenea (O_2, CO_2, CO, NO_x, humo y temperatura). Anotar la posición del punto de muestreo.
6. Apariencia de la llama, condiciones de sobrecarga y del horno.

7. Anotar cualquier cambio que se efectúe en los dispositivos de control de combustión o ajustes del quemador.

La confiabilidad de las lecturas de la caldera dependerá de los instrumentos disponibles. Estas deben registrarse solamente después de que la caldera haya alcanzado condiciones estables. Esto se indica usualmente, con la estabilización de las temperaturas de gases de chimenea, entrada de combustible, condiciones de vapor (presión, temperatura y nivel de agua). Las lecturas constantes de exceso de O_2 en los gases de chimenea, son buenos indicadores de que el flujo de combustible y aire se han estabilizado.

Es muy conveniente realizar estas pruebas a presiones normales de vapor. Esto garantizará que las temperaturas de los gases de chimenea y del horno sean representativas de las condiciones normales de operación. Como generalmente es necesario controlar manualmente el régimen de operación de la caldera para lograr condiciones estables durante las pruebas, esto puede traer algunos problemas para satisfacer la demanda normal de vapor. Si se dispone de una capacidad alternativa de generación de vapor, puede modularse la carga en las demás calderas para mantener constantes las presiones del sistema. Si esto no fuera posible, puede ser necesario tener que descargar vapor o interrumpir temporalmente los procesos de la planta.

El afinamiento de la caldera establecerá el nivel de exceso de O_2 a un margen operativo sobre el "mínimo de O_2" absoluto que está en el umbral de la formación de emisiones de humo o combustible. Aunque la eficiencia máxima de la caldera ocurre con el mínimo de O_2, no es práctico operar en estas condiciones, a menos que la caldera esté equipada con controles de combustión de alto diseño y buena calidad de la llama, para evitar pequeñas desviaciones dentro de condiciones de combustión inseguras o inaceptables. Como estos dispositivos de control no son corrientes en la mayoría de las calderas industriales, será necesario dar cierto margen o flexibilidad operativa sobre el mínimo de O_2 para compensar las variaciones normales de las características del combustible, de las condiciones atmosféricas, de las características de respuesta del sistema de control de la combustión y de otros factores operacionales.

En esta sección se dan las recomendaciones para determinar los mínimos niveles prácticos de O_2 para una caldera dada. Esto requerirá que el mínimo de O_2 y el margen apropiado de operación arriba del mínimo de O_2 sean establecidos y evaluados con respecto a niveles típicos para el tipo de combustible y equipo de quemador usados. Si los niveles mínimos de O_2 son excesivos, se recomienda realizar ajustes del quemador como un medio posible de reducir la demanda mínima de O_2 del mismo. Los altos niveles mínimos de O_2 también pueden resultar del mantenimiento inadecuado del equipo de quemadores (orificio obstruido, difusores quemados, etc.), pero estos problemas pueden minimizarse mediante la inspección preliminar de la caldera (Sección 6.5).

El ajuste de una caldera operando con bajo exceso de O_2 se efectúa mediante una serie de pruebas organizadas y sistemáticas. Después de llevar a cabo la prueba que muestra "cómo se encuentran las condiciones", se establece el nivel más bajo posible de exceso de oxígeno de la caldera. El ni-

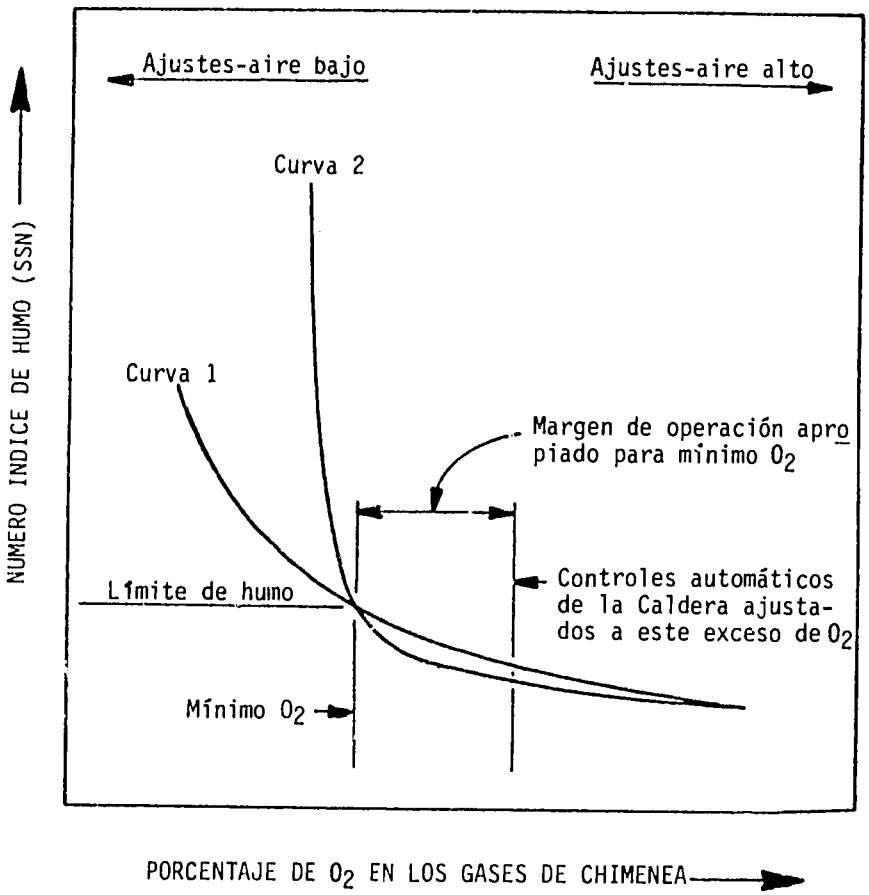
vel mínimo deberá encontrarse a diferentes regímenes o velocidades de quemado dentro del intervalo de operación de la caldera. El número de pruebas a diferentes velocidades de quemado dependerá del diseño del sistema de control de la caldera. Deben realizarse suficientes pruebas para asegurarse de que, después de haber hecho los ajustes finales de control, se mantengan las condiciones óptimas de exceso de O_2 en todas las velocidades intermedias. En la prueba de cada velocidad, el exceso de O_2 debe variarse entre un intervalo de 1 a 2 arriba del punto normal de operación y el punto en el cual la caldera apenas empieza a producir humo o cuando las emisiones de CO superan las 400 ppm. Esta condición de bajo exceso de O_2 se define como el umbral de humo, límite del CO, o simplemente como el "mínimo de O_2". El límite de humo se aplica a carbón y aceite combustible, ya que el humo aparece generalmente antes de que se alcancen emisiones de CO significativas. El límite de CO aplicado a combustibles gaseosos con el más bajo nivel de O_2 posible, será mantenido abajo de los 400 ppm.

El límite de humo para carbón o aceites combustibles es el mínimo exceso posible de O_2 en que aún se pueden mantener condiciones aceptables de gases de chimenea. En términos de la escala del "Número Indice de Humo (SSN)", el número máximo admisible de humo de carbón para condiciones aceptables de chimenea es SSN 4 (medido corriente abajo del colector de polvo). Para aceites combustibles, los máximos niveles de humo son:

Grado del combustible	Máximo admisible SSN
No. 2	menos de 1
No. 4	2
No. 5 (liviano y pesado), y bajo residuo de azufre	3
No. 6	4

Al realizar las pruebas de una caldera para determinar el mínimo exceso de O_2, dibújense dos curvas como las de las Gráficas 6n y 6o, en base a las mediciones hechas durante las pruebas; estas curvas mostrarán los cambios de los niveles de humo y CO en función de la variación del exceso de O_2. Cada una de las gráficas contiene dos curvas diferentes para ilustrar los extremos que pueden encontrarse en el comportamiento del humo y el CO. Las curvas marcadas (1) indican un aumento gradual en CO o humo al alcanzar la mínima condición de O_2. Por el contrario, las curvas marcadas (2) aumentan gradualmente al principio, pero a medida que se reduce el exceso de O_2 y se aproxima a su mínimo, la emisión de humo o CO aumenta rápidamente. En este caso, pueden ocurrir altos niveles impredecibles de humo o CO, o condiciones inestables en función de pequeños cambios en el exceso de O_2, y, por tanto, es necesario tener precaución. Cuando se realizan variaciones del O_2 cerca del límite de humo o CO, hay que hacer pequeñas graduaciones hasta que haya suficientes datos que indiquen si la caldera tiene una curva de aumento gradual o rápido para el humo y el CO (curva 1 versus curva 2). Es importante notar que una caldera puede presentar un aumento gradual de humo o CO para una velocidad de quemado dada, y un aumento pronunciado para otra velocidad.

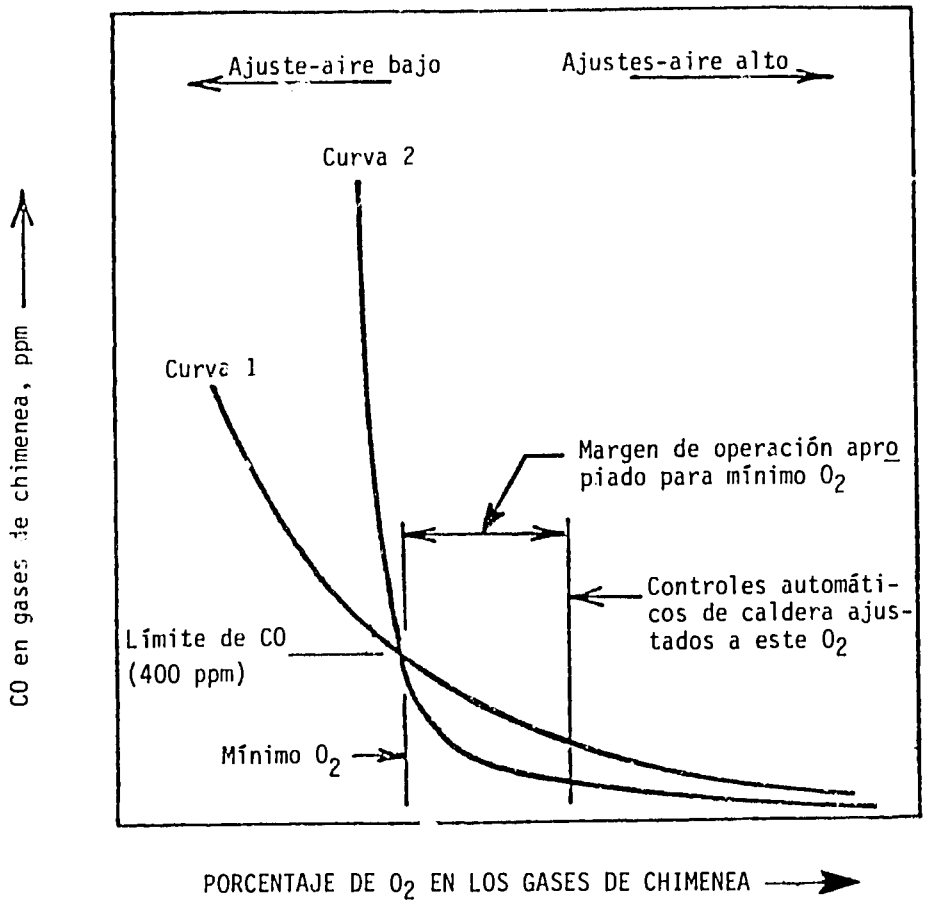
Un nivel mínimo de O_2 alto, puede indicar un mal funcionamiento del quemador u otros problemas relacionados con el combustible o el equipo.



CURVA 1 - Aumento gradual de humo respecto al O_2

CURVA 2 - Aumento pronunciado de humo respecto al O_2

Gráfica 6n. Curvas Características de humo - O_2 para calderas industriales de Carbón o aceite combustible.



CURVA 1 - Aumento gradual de CO/O_2

CURVA 2 - Aumento pronunciado CO/O_2

Gráfica 6o. Curvas características - Típicas $CO-O_2$

Pero hay que tener presente que para diferentes diseños de quemadores y combustibles se tienen distintas demandas mínimas de O_2. Muchos quemadores también manifiestan un alto mínimo de O_2 a bajas velocidades de quemado. Por estas razones, es difícil especificar aquí los niveles mínimos de O_2 que se consideren normales. En el cuadro 6b se presentan valores típicos para niveles óptimos de exceso de aire para distintos combustibles y métodos de quemado.

CUADRO 6b

NIVELES TIPICOS OPTIMOS DE EXCESO DE AIRE

Tipo de Combustible	Método de quemado	Exceso de aire óptimo %	% O_2 (por volumen) Equivalente
Gas natural	- -	5 - 10	1 - 2
Propano	- -	5 - 10	1 - 2
Horno de carbón para gas	- -	5 - 10	1 - 2
Aceite No. 2	vapor atomizante	10 - 15	2 - 3
Aceite No. 6	vapor atomizante	10 - 15	2 - 3.5
Carbón	pulverizador	15 - 20	3 - 3.5
Carbón	por alimentador	20 - 30	3.5 - 5

SISTEMAS DE CONTROL DE CALDERAS

Sección 7.0

7.1 INTRODUCCION

Los instrumentos y los controles son esenciales para que una caldera funcione en forma segura, eficiente y confiable. El tema de los instrumentos y controles es sumamente amplio, y en esta sección solamente se expondrán en forma breve algunos conceptos y principios fundamentales. Los controles van desde sistemas manuales sencillos hasta sistemas automáticos ayudados por computador y, por consiguiente, el tipo de sistema de control que se utilice en una caldera depende de las necesidades de toda la operación y de los costos involucrados.

7.2 INSTRUMENTOS DE LA CALDERA

Todas las calderas de vapor deben estar dotadas de instrumentos que indiquen o registren las siguientes variables:

- Presión de vapor
- Temperatura del vapor
- Nivel de agua
- Presión del agua de alimentación
- Tiro o presión del horno

Además de lo anterior, en las calderas que producen 10 000 lb de vapor/hora o más también se debe controlar:

- El flujo de vapor
- El flujo de agua de alimentación
- El flujo de aire de combustión
- Los componentes del tiro o presiones
- La temperatura del agua de alimentación
- La temperatura de los gases de combustión
- El flujo de combustible (si es posible)
- Las presiones del combustible (si es pertinente)
- Las temperaturas del combustible (si es pertinente)
- La velocidad y amperaje de ventiladores, bombas, alimentadores y otros componentes auxiliares que consumen energía eléctrica.

Otras mediciones deseables son: Análisis de los gases de chimenea, densidad del humo, conductividad y concentración de iones hidrógeno en el agua de la caldera. La cantidad y lo complejo de los instrumentos que se utilizan es, en general, proporcional al tamaño y complejidad de la unidad.

7.3 SISTEMAS DE CONTROL DE COMBUSTION

Los controles de combustión regulan la cantidad de flujo de combustible y de aire en la caldera. Los propósitos principales de estos controles son:

- Suministrar el calor necesario de entrada para satisfacer las demandas de vapor
- Proteger al personal y al equipo
- Reducir al mínimo la contaminación
- Minimizar el empleo de combustible

El primero de estos objetivos se cumple mediante suficiente alimentación de combustible, mientras que los tres últimos dependen de mantener el flujo debido de aire con respecto al flujo de combustible.

Fundamentalmente, existen seis tipos de sistemas de control de combustión para unidades que emplean un solo combustible, que cumplen los anteriores objetivos con variados grados de eficiencia. Estos tipos son:

- Control de posición fija
- Control de posición paralela con reajuste por operador
- Control por relación de presiones
- Control por medición de combustible y aire
- Control por medición cruzada-limitada
- Control por corrección de oxígeno

7.3.1 CONTROL DE POSICION FIJA

El sistema simplificado de control de ajuste fijo (por varillas de transmisión) se aplica extensamente como sistema de control de bajo costo en calderas industriales. Un mecanismo sencillo acciona los dispositivos de control de combustible y aire por medio de varillas y los lleva a una posición que responde a un cambio en la presión de vapor. El sistema se calibra ajustando las varillas a manera de obtener un movimiento adecuado de la compuerta del ventilador y la leva de la válvula de combustible para conseguir la relación deseada aire/combustible dentro de los límites de carga. Corrientemente se provee un dispositivo de control manual alterno que puede operarse en vez del mecanismo principal.

Este sistema únicamente ajusta las aberturas de la válvula de combustible y de la compuerta de aire y no puede compensar ni los cambios de combustible o densidad del aire, ni la presión del suministro de combustible o el poder calorífico del mismo. El desgaste en el orificio de la válvula de combustible, en las boquillas del quemador y en las compuertas de ventilación también alteran las relaciones de combustible/aire. Este sistema de control implica variaciones considerables de exceso de aire que dependen de las condiciones particulares existentes en un momento dado. Como resultado, debe haber altos niveles de exceso de aire para evitar estar debajo de los requerimientos mínimos. En la práctica, el exceso de aire variará dentro de un intervalo considerable.

7.3.2 CONTROL DE POSICION PARALELA CON AJUSTE POR OPERADOR

Un margen menor de exceso de aire de operación puede lograrse mediante un sistema de ajuste neumático o electrónico que reduce las variaciones causadas por los varillajes mecánicos.

Se pueden agregar accionadores separados para la válvula de combustible y para la compuerta de ventilación que operan en paralelo mediante un simple controlador de presión de vapor. Además, se puede emplear un control manual individual de admisión de combustible o aire para ajustar la relación entre éstos. Este sistema requiere un sensor de flujo de vapor/flujo de aire o un analizador de oxígeno para facilitar al operador el ajuste del exceso de aire.

El control de posición paralela es el sistema que más se utiliza para instalaciones con capacidad menor de 100 000 libras de vapor por hora. Mediante el ajuste de la relación aire/combustible se pueden efectuar compensaciones apropiadas a las características del combustible, a las condiciones de combustión o del propio sistema de control.

7.3.3 CONTROL POR RELACION DE PRESIONES

El sistema de medición más elemental en este caso utiliza la presión del combustible en el quemador y la presión diferencial entre la caja de viento y el horno como variables indicadoras del flujo de aire y combustible. Se utiliza un sistema paralelo neumático o electrónico empleándose la relación de presiones horno/quemador para ajustar dichos flujos. Para cambiar la relación de presiones y excesos de aire se proporciona normalmente un control manual.

Este sistema elimina las inexactitudes debidas a las variaciones de la presión del combustible y de las descargas del ventilador, pero requiere que las relaciones entre presión y flujo para el combustible y el aire tengan características similares. Muy a menudo existen problemas de alineamiento que causan inexactitudes. No pueden controlarse las variaciones del valor calorífico del combustible y de las densidades del combustible y el aire.

7.3.4 CONTROL POR MEDICION DE COMBUSTIBLE Y AIRE

Si el sistema de control se refina aun más de modo que incluya la medición real de combustible y aire, se pueden eliminar fuentes adicionales de error, reduciendo así aún más los niveles de exceso de aire. Se dispone de varios tipos de medidores de flujos; sin embargo, existen algunas limitaciones con respecto a los tipos de combustibles que pueden medirse con exactitud.

Se pueden utilizar varias combinaciones de componentes en un sistema de este tipo. Se emplean sistemas de control con retroalimentación que permite el ajuste de los flujos de combustible y de aire para satisfacer las demandas del sistema. Se necesita normalmente aire adicional para compensar las diferencias de velocidad de respuesta entre los sistemas de control de combustible y aire.

7.3.5 CONTROL POR MEDICION CRUZADA-LIMITADA

Un refinamiento adicional al sistema anterior con medición es el sistema de medición cruzada-limitada el cual limita la variación del flujo de combustible por medio de un control lógico que permite disponer de flujo de aire en todo momento. La cantidad de flujo de aire está también ligado al flujo existente de combustible y debe ser igual o mayor que éste. En esta forma se reducen ligeramente los niveles de exceso de aire requeridos.

Un tipo corriente del sistema de medición cruzada-limitada es un sistema paralelo neumático o eléctrico que utiliza la presión del vapor como controlador maestro. Se provee un elemento de ajuste manual de la relación combustible/aire para dosificar los niveles de exceso de aire.

7.3.6 CONTROL POR MEDICION CRUZADA-LIMITADA CON CORRECCION DE O_2

Los efectos sobre el exceso de aire debidos a las variaciones en el poder calorífico y las condiciones del aire de combustión pueden eliminarse usando un monitor continuo de nivel de gas O_2 en la chimenea a fin de ajustar la relación combustible/aire. Por consiguiente, se puede hacer funcionar la unidad a un nivel fijo de O_2 que da por resultado un consumo mínimo de combustible.

Los analizadores de oxígeno son los medios aceptados para determinar los niveles de exceso de aire. Los adelantos recientes han mejorado los antiguos sistemas de muestreo; actualmente se utilizan analizadores con sensores de zirconio u óxidos cerámicos, de modo que raramente se necesita pretratamiento de la muestra de gas. Los sensores se pueden colocar directamente en la corriente de gas de chimenea o en conductos de derivación que transportan directamente a los elementos de muestreo. Estos sistemas tienen una gran sensibilidad, especialmente en los niveles más bajos de O_2 y reducen significativamente los requisitos de limpieza y mantenimiento de las muestras.

7.4 COSTOS DE SISTEMAS DE CONTROL DE COMBUSTION

Los costos aproximados en 1975 dados por fabricantes de seis tipos de sistemas de control se presentan en el Cuadro 7-1. Aunque el costo real puede variar con el tiempo, el cuadro presenta una idea de costos relativos. Estos costos son afectados por el tipo de equipo, ya sea electrónico o neumático, y el grado de complejidad del sistema. Un sistema totalmente computarizado que emplea control digital directo puede tener un costo de instalación de $ 100 000 por caldera. Los analizadores de oxígeno que emplean zirconio u óxidos cerámicos cuestan aproximadamente $ 3 400. Estas unidades requieren muy poco mantenimiento.

CUADRO 7-1

COSTO APROXIMADO DE SISTEMAS DE CONTROL DE COMBUSTION PARA CALDERAS

(Un solo quemador)

Control	Costo instalado (US$) 1975
De posición fija	23 000
De posición con reajuste por operador	26 000
Por relación de presiones	31 000
Por medición de combustible y aire	33 000
Por medición cruzada-limitada	37 000
Por corrección de oxígeno	43 000

7.5 ESTUDIO DE UN CASO: MEJORAMIENTO DE UN SISTEMA DE CONTROL DE COMBUSTION

7.5.1 INTRODUCCION

El porcentaje volumétrico de oxígeno en el efluente de la combustión puede servir como guía para mejorar la relación aire-combustible en una caldera. Normalmente, los sistemas automáticos de análisis de oxígeno se han empleado sólo en grandes instalaciones de calderas en que se justifican los costos de estos controles. Sin embargo, el alza creciente de los precios y la disponibilidad limitada de combustible han motivado una reevaluación de los aspectos económicos y, por eso, actualmente se emplea bastante el análisis de oxígeno combinado con ajustes de la relación aire-combustible en pequeñas calderas empacadas.

7.5.2 SISTEMA ANTIGUO - CONTROL DE POSICION FIJA

La unidad considerada es una caldera de 30 000 lb/h, equipada con sistemas de control de combustión con accionador, en los cuales un eje de extensión está mecánicamente acoplado a la válvula de combustible y a la compuerta del aire. Debido a que normalmente el acciorador no puede ajustar las relaciones combustible-aire, éstas son determinadas mediante una serie de pruebas de combustión antes de instalar el sistema de control. Las pruebas indican cómo debe ajustarse la compuerta de aire para cada posición de la válvula de combustible. La relación fija combustible/aire será correcta tanto como puedan controlarse las diversas variables que afectan la combustión y puedan mantenerse las posiciones establecidas por las pruebas.

La desviación de las variables de los puntos establecidos puede disminuir la eficiencia de la caldera lo cual resulta en un significativo aumento en el consumo de combustible.

7.5.3 SISTEMA NUEVO - CONTROL DE COMBUSTION CON AJUSTE PROGRAMADO DE OXIGENO

A continuación se describe el funcionamiento de este Sistema de Control de Combustión para una caldera de 30 000 lb/hora. En la Figura 7-1 se muestra un diagrama del sistema y sus componentes.

Las variaciones de presión de vapor en el cabezal distribuidor se miden por medio de un manómetro de Bourdon en el transmisor maestro de presión. El transmisor produce un movimiento mecánico lineal que acciona un núcleo metálico móvil en el transductor electromecánico. El transductor transforma el movimiento mecánico en una señal eléctrica.

Esta señal es comparada electrónicamente con el punto fijo (set-point) en el controlador maestro de la planta, y se genera una señal de error (o desviación del punto fijo). Cuando el controlador está en modo automático, la señal de error es transmitida a cada uno de los controladores auxiliares.

Las señales de error son corregidas por un ajuste de relación en estos controladores y se transmiten a las estaciones de combustible y de la compuerta del ventilador de tiro forzado. Un control de relación manualmente ajustable permite al operador establecer la carga para cada caldera en operación automática. Esto permite que las calderas sean operadas en porcentajes seleccionados de sus capacidades nominales. El control de relación puede utilizarse para cambiar estos porcentajes cuando sea necesario.

Cuando la estación de combustible y la estación de compuerta del ventilador de tiro forzado funcionan en automático, la señal de error es alimentada a los respectivos accionadores de combustible y de aire. El accionador de la válvula de combustible ajusta mecánicamente la posición de la válvula en un punto proporcional a la señal recibida. Simultáneamente, el accionador de la compuerta del ventilador fija la posición de la compuerta correspondiente según la regulación del accionador de la válvula de combustible.

Este sistema básico de posición paralela es modificado por un sistema de regulación de oxígeno que corrige, dentro de los límites establecidos, la cantidad de aire suministrado para la combustión.

Se determina el contenido de oxígeno de los gases de chimenea y entonces se alimenta una señal de corrección al accionador de la compuerta del ventilador de tiro forzado.

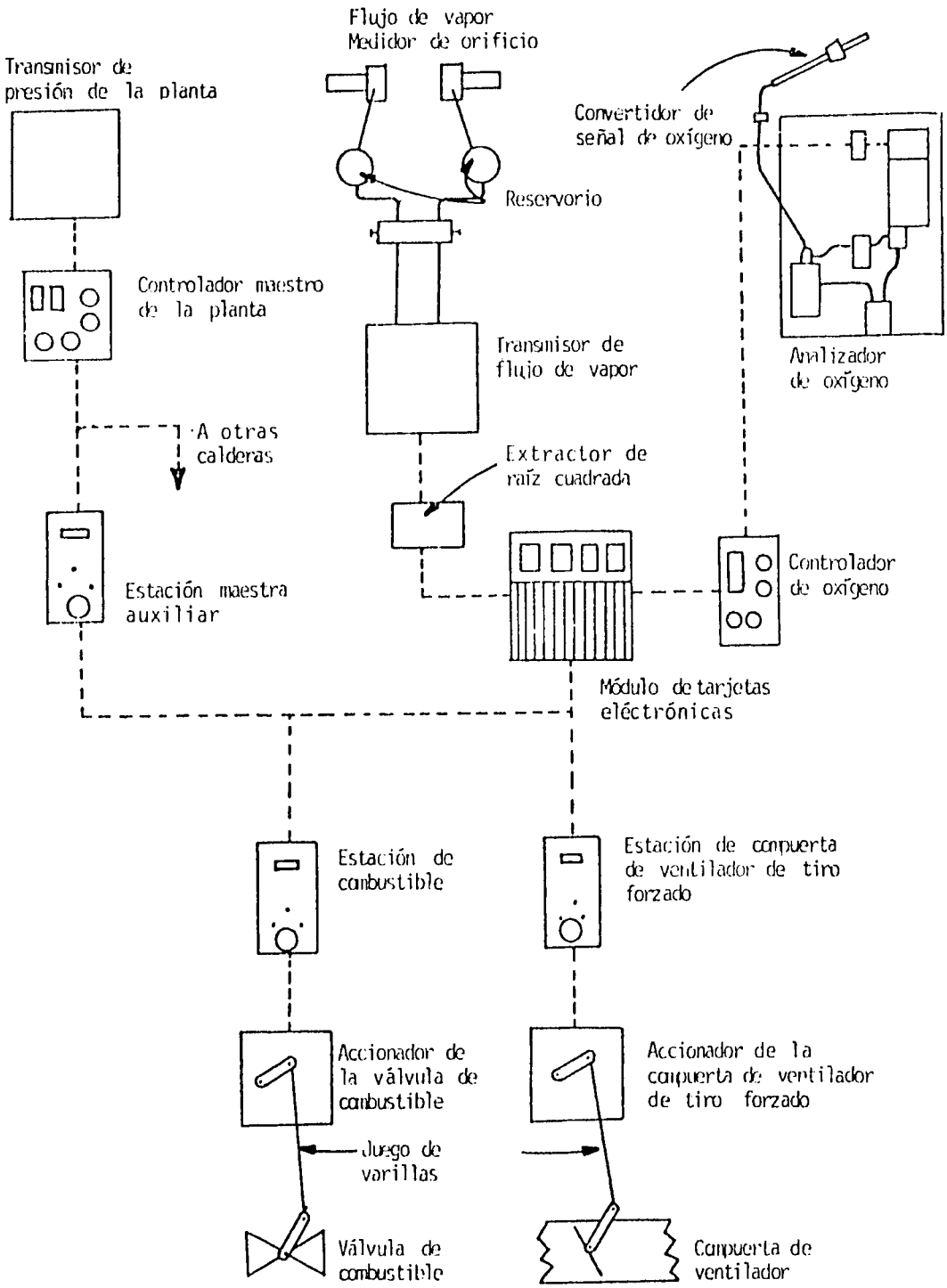


FIGURA 7-1. SISTEMA DE CONTROL DE COMBUSTION CON AJUSTE PROGRAMADO DE OXIGENO

Un sistema de aspiración drena la muestra del gas de chimenea al filtro de prueba y a la celda del analizador. El desequilibrio de un circuito ("puente de Wheatstone") y la atracción magnética del oxígeno en el analizador desarrolla una señal eléctrica a través de la red del puente, la cual es proporcional al contenido de oxígeno en el gas de chimenea. Esta señal es convertida en una señal de control en el convertidor de señal de oxígeno, y es transmitida al controlador de oxígeno.

El transmisor de flujo de vapor percibe una señal de presión diferencial a través de un medidor de orificio y desplaza la celda sensora en una cantidad proporcional a la presión diferencial. La conexión mecánica de este desplazamiento al núcleo metálico de un transductor da como resultado la generación de la señal eléctrica correspondiente. Esta señal es transformada a una señal lineal por un extractor de raíz cuadrada y luego es alimentado al módulo de tarjetas electrónicas. La señal de flujo de vapor se emplea como un punto de ajuste variable para el controlador. En esta forma se programa la corrección del oxígeno de acuerdo con el flujo de vapor. La señal de oxígeno programada es alimentada a través del regulador de oxígeno para ajustar la compuerta del ventilador de tiro forzado. Este ajuste provee el flujo de aire que se requiere para quemar eficientemente el combustible.

7.5.3 ANALISIS ECONOMICO

7.5.3.1 CALCULOS DE AHORRO

Carga de operación normal	=	30 000 lb/h
Entalpía para generar vapor	=	1 000 Btu/lb
Costo de combustible	=	$ 4.00 por millón de Btu
Horas anuales de operación	=	3 500 horas
Eficiencia actual de la caldera	=	78.5%
Mejora de la eficiencia debida al nuevo sistema de control	=	1.5%
Nueva eficiencia de la caldera	=	80%

Consumo de energía con el viejo sistema:

$$= \frac{30\ 000\ \text{lb/hora} \times 1\ 000\ \text{Btu/lb}}{0.785}$$

$$= 38.2165 \times 10^6\ \text{Btu/hora}$$

Consumo de energía con el nuevo control:

$$= 37.5 \times 10^6\ \text{Btu/hora}$$

Ahorro de energía	=	0.7165×10^6 Btu/hora
Ahorro en US$	=	0.7165 x 4.00
	=	US$ 2.866/hora
Ahorro de US$ por año	=	US$ 10 031/año

El costo del analizador de oxígeno, el segundo actuador o nivelador de relación, la función general y el controlador es, aproximadamente, US$ 10 000. Se advierte, pues, que el costo del sistema se recuperaría en menos de dos años.

QUEMADORES

Sección 8.0

8.1 INTRODUCCION

El quemador es un componente sumamente importante del sistema de combustión. Su función es transformar la energía química del combustible en energía térmica por medio de una reacción de oxidación. Para proveer una ignición y una combustión continuas, el quemador tiene que mezclar el combustible y el aire y atomizar y vaporizar el combustible. Entre las características importantes del diseño de un quemador figuran las siguientes:

- Relación de régimen de entrada
- Estabilidad
- Forma de la llama

8.1a RELACION DE REGIMEN DE ENTRADA

La relación de régimen de entrada del quemador es la razón entre la entrada máxima y mínima de mezcla de combustible-aire en las que puede funcionar satisfactoriamente el quemador. El régimen de entrada máxima está limitado por la fuga de la llama y el tamaño del equipo. La fuga de la llama es el fenómeno que ocurre cuando la velocidad de la mezcla es mayor que la velocidad de la llama. El régimen de entrada mínimo está limitado por el retroceso de la llama y el flujo mínimo al que funcionará el equipo regulador de la relación de mezcla. El retroceso de la llama ocurre cuando la velocidad de la llama excede la velocidad de la mezcla.

Durante el calentamiento inicial se requiere una entrada grande de mezcla y es conveniente una elevada relación de régimen de entrada; sin embargo, ésta no puede emplearse durante todo el ciclo de calentamiento y es innecesaria en calderas de alimentación continua que raramente hay que arrancarlas en frío.

8.1b ESTABILIDAD

Se considera que un quemador es estable si puede mantener la ignición cuando la unidad está fría operando con relaciones de combustible y aire y presiones de mezcla normales. Un quemador no se considera estable solamente porque está equipado con un piloto. Muchos quemadores no funcionan satisfactoriamente en una condición tan adversa como lo es un ambiente frío, a menos que la mezcla sea rica y la llama se forme al aire libre. En los quemadores de este tipo, es necesario dejar abierta la puerta del horno durante el período de arranque. Si no se deja abierta la puerta, se consumirá rápidamente el aire libre dentro del horno y se extinguirá la llama.

8.1c FORMA DE LA LLAMA

Para un quemador dado, los cambios en la presión de la mezcla o la cantidad del aire primario afectará la forma de la llama. En la mayoría de los quemadores, el aumento de la presión de la mezcla produce un ensanchamiento de la llama, mientras que el aumento del aire primario acorta la llama (el régimen de alimentación permanece constante).

El diseño de los quemadores afecta aún en mayor grado el tamaño de la llama. La buena mezcla que resulta de una gran turbulencia y altas velocidades produce una llama corta y densa. Las mezclas pobres y las bajas velocidades producen llamas largas y delgadas. Las altas presiones de aire atomizantes tienden a desalojar el combustible de la tobera del quemador antes de que pueda ser calentado a su temperatura de ignición y, por lo tanto, alargan la llama.

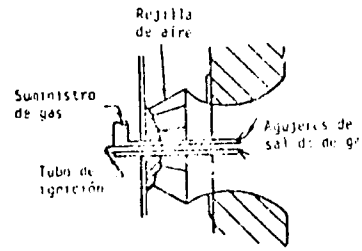
8.2 QUEMADORES DE GAS

Ya que los combustibles gaseosos se dispersan fácilmente en el aire, no se necesita ninguna preparación del combustible. El período de combustión es breve una vez que se ha alcanzado la temperatura de ignición y se provea la turbulencia adecuada. Existen, fundamentalmente, dos tipos de quemadores de gas, a saber: (1) quemadores de premezcla y (2) quemadores de mezcla en tobera. Los quemadores de premezcla se emplean en muchas aplicaciones con tiro natural y con aplicaciones de tiro forzado cuando deben mantenerse condiciones exactas de los hornos. Este tipo de quemador no se utiliza en las calderas y, por lo tanto, no será considerado.

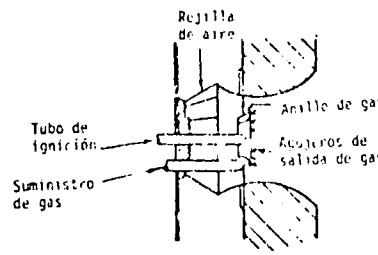
8.2a QUEMADORES DE MEZCLA EN LA TOBERA

Los quemadores de mezcla en la tobera mezclan el aire y el gas en la boquilla. Según se muestra en la Figura 8-1, estos quemadores pueden tener tres formas. El quemador puede ser un registrador estándar de tiro forzado en el cual el gas se emite a través de agujeros perforados en el extremo de un tubo de abastecimiento. Este sistema se construye fácilmente, pero se utilizan agujeros grandes que ocasionan problemas en la mezcla de gases. Estos quemadores producen frecuentemente una llama de gas luminosa. Un tubo de diámetro pequeño o un anillo de diámetro grande puede extenderse dentro de la cámara de combustión. Este es el sistema que se encuentra más corrientemente en la mayoría de las calderas comerciales e industriales pequeñas. El gas se introduce generalmente a través de varios orificios o boquillas alrededor del anillo formándose chorros de gas que se mezclan rápidamente con el aire de combustión entrante antes de llegar a la región de la llama.

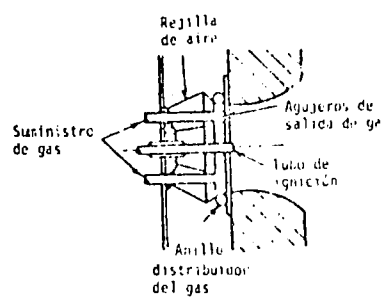
Las calderas industriales utilizan generalmente quemadores de baja presión que operan a presiones entre 1/8 y 4 libras por pulgada cuadrada (psi). En la actualidad se usan muchos diseños de quemadores de gas. Estos se diferencian principalmente en la orientación de los orificios y su ubicación en la caja del quemador.



A. Tubo despuntado



B. Anillo pequeño



C. Anillo grande

FIGURA 8-1. Diferentes tipos de quemadores de mezcla de gas en la tobera

8.3 QUEMADORES DE ACEITE

Los aceites combustibles de petróleo necesitan generalmente algún tipo de pretratamiento previo a su alimentación al quemador. Este tratamiento comprende el empleo de filtros para eliminar el material sólido arrastrado de los tanques y líneas de flujo de los precalentadores y asegurar en esa forma la viscosidad apropiada.

Además de distribuir y mezclar proporcionalmente el combustible y el aire, los quemadores de petróleo deben preparar el combustible para la combustión Con muchas variaciones, existen dos formas de realizar ésto: (1) el petróleo puede vaporizarse o gasificarse por calentamiento dentro del quemador, o (2) puede ser atomizado por el quemador de modo que la vaporización ocurra en el espacio de combustión.

Los diseños del primer grupo, comúnmente llamados quemadores vaporizantes, están limitados a cierta gama de combustibles con los que pueden operar y tienen poca aplicación en la generación de potencia.

Si el petróleo va a ser vaporizado en la cámara de combustión en el instante preciso, debe dispersarse en múltiples partículas pequeñas para exponer al calor tanta superficie como sea posible. Esta aspersión puede efectuarse de tres maneras básicas: (1) emplear vapor o aire a presión para transformar el aceite en gotitas, (2) hacer pasar el aceite a presión a través de una boquilla adecuada y (3) convertir en gotas una película de aceite por medio de fuerza centrífuga. Los tres métodos son empleados en quemadores industriales

Se necesita gran turbulencia para alcanzar una combustión completa en la quema del aceite. Además de provocar la formación de partículas pequeñas permitiendo una rápida vaporización, el quemador debe impartir movimiento a las gotitas de aceite y al aire, de modo que las "capas" de vapor se separen tan rápido como se formen, dejando expuestas sus superficies. Esto implica la penetración de las partículas de aceite en la dirección apropiada y un alto grado de turbulencia en el aire. El movimiento relativo entre el petróleo y el aire contribuye a producir condiciones de mezcla más uniformes en la zona de combustión

8.3.1 TIPOS DE QUEMADORES ATOMIZANTES

Los quemadores de petróleo pueden clasificarse en cinco tipos básicos según sea el método de atomización; estos son:

a. Quemadores de vapor atomizante
b. Quemadores de aire atomizante
c. Quemadores de atomización mecánica
d. Quemadores con atomización por boquilla a presión y flujo variable de retorno
e. Quemadores de copa giratoria

8.3.1a QUEMADORES DE VAPOR ATOMIZANTE

En este sistema de quemadores se utiliza vapor a presiones entre 75 y 150 psi para atomizar el petróleo. Chorros de vapor y aceite se mezclan dentro del quemador o fuera de él a través de canales anulares concéntricos (ver Figura 8-2). Los quemadores de chorro a vapor poseen la cualidad de quemar cualquier aceite combustible, de cualquier viscosidad, a casi cualquier temperatura. Permiten una alta relación de régimen de entrada (7:1). Los cambios de capacidad de estos quemadores se pueden efectuar fácilmente mediante la sustitución de la boquilla del quemador. Sin embargo, el vapor debe estar disponible a la presión correcta, ya que una reducción en esta presión da por resultado una pobre atomización de combustible.

8.3.1b QUEMADORES DE AIRE ATOMIZANTE

Los quemadores de atomización con aire funcionan en base al mismo principio que los quemadores de atomización con vapor, reemplazando el vapor por el aire. La presión del aire que se usa en estos quemadores varía entre 30 y 100 psi, dependiendo del diseño del quemador. Es posible encontrar aquí relaciones de régimen de entrada de 7:1 a presiones de aire de 40 psi o más. La atomización con aire es menos usada debido a sus altos costos de operación.

8.3.1c QUEMADORES DE ATOMIZACION MECANICA

Estos quemadores también se conocen con el nombre de quemadores tipo pistola. Una buena atomización se produce cuando el aceite a alta presión (corrientemente 75 a 200 psi o más) es descargado a través de un pequeño orificio complementado a veces por un disco ranurado. El disco imparte al aceite un movimiento de remolino antes de que pase por un orificio perforado en la boquilla donde se produce la aspersión. Un quemador típico de pistola y su boquilla se muestran en la Figura 8-3. Para una abertura dada de la boquilla, la atomización depende de la presión y como la presión y el flujo están relacionados entre sí, la mejor atomización ocurre en un angosto intervalo de capacidades del quemador. Para modular la carga se puede instalar cierto número de quemadores que se encienden o apagan de acuerdo a la demanda o se pueden utilizar diferentes boquillas con diferentes aberturas en el mismo quemador. Los quemadores tipo pistola se usan normalmente en equipo con capacidad nominal de menos de 5 millones de Btu/h.

8.3.1d QUEMADORES CON ATOMIZACION POR BOQUILLA A PRESION Y FLUJO VARIABLE DE RETORNO

Estos quemadores funcionan según el mismo principio que los quemadores con atomización mecánica. Pueden usarse para todos los grados de aceite combustible desde el N° 1 al N° 6, excepto que el aceite pesado debe calentarse hasta alcanzar la viscosidad adecuada. La presión del aceite que se requiere es corrientemente de 300 psi, la cual es mucho mayor que la de los quemadores tipo pistola. En este tipo de quemadores es posible lograr una relación de régimen de entrada de 10 a 1. Estos quemadores admiten un régimen variable de alimentación al permitir que parte del aceite combustible se vuelva a quemar como se muestra en la Figura 8-4.

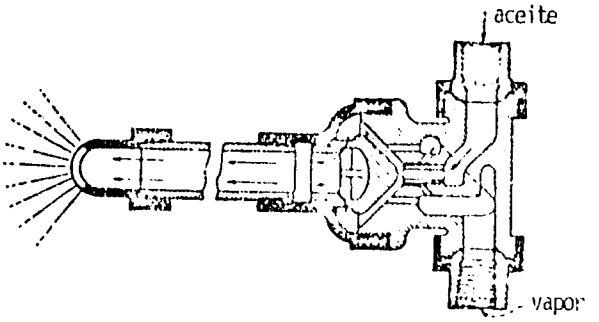
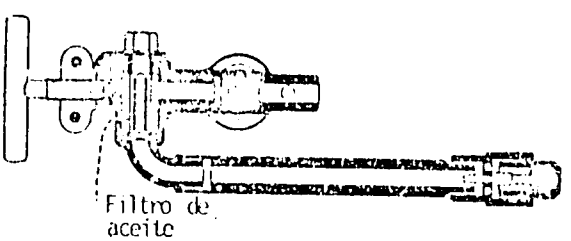


FIGURA 8-2. Típico quemador de mezcla interior con vapor



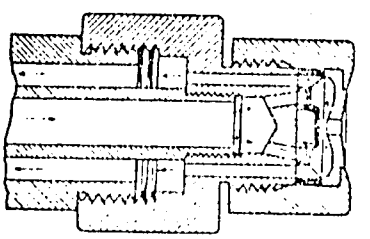


FIGURA 8-3. Típico quemador con atomización mecánica y boquilla

8.3.1e QUEMADORES DE COPA GIRATORIA

En este tipo de quemadores la atomización se consigue al convertir el aceite en gotitas. Una copa cilíndrica o cónica gira a gran velocidad (generalmente a 2 500 revoluciones por minuto si es impulsada por motor). El aceite que se mueve a lo largo de esta copa llega al perímetro donde la fuerza centrífuga lo arroja a la corriente de aire (Figura 8-5). Estos quemadores tienen relaciones de régimen de entrada de hasta 5 a 1 y se emplean en calderas de combustión automática. Funcionan bien pero su fabricación requiere acabado de muy alta precisión. El uso de los quemadores de copa giratoria está disminuyendo debido a su alto costo en comparación con otros sistemas.

8.4 COMBUSTION DE CARBON

Hay dos métodos de quemar carbón. Se puede quemar en forma pulverizada en suspensión o en forma natural en un lecho. A continuación se describen las características de cada sistema.

8.4.1 COMBUSTION DE CARBON PULVERIZADO

Para la quema en suspensión el carbón pulverizado se transporta hacia el horno en una corriente de aire y se inyecta juntamente con el aire que se necesita para la combustión. Una fracción de segundo después de que estas diminutas partículas entran al horno y son expuestas al calor radiante, su temperatura se eleva y la materia volátil se destila. Se introduce suficiente aire (aire primario) en el quemador, el cual se mezcla íntimamente con la corriente de partículas de carbón con el fin de quemar el gas que resulta de la destilación de cada partícula separada en la corriente. Las substancias volátiles, en su mayoría hidrocarburos, arden mas fácilmente que el carbono que queda en la partícula y calienta el carbono hasta la incandescencia. El aire secundario, que es introducido alrededor del quemador, se mezcla con las partículas calientes de carbono y gradualmente reacciona con ellas en una llama de varios pies de longitud.

En la combustión del carbón pulverizado, el tamaño del horno depende de las características del quemado y de las cenizas del carbón y también del sistema de alimentación y el tipo de fondo del horno. Los objetivos principales son controlar los depósitos de ceniza en el horno y proveer suficiente enfriamiento de los gases que escapan del horno para disminuir la acumulación de escoria en las regiones de convección. El horno puede diseñarse para remover la ceniza seca en el fondo de la tolva o para eliminar la ceniza derretida como en un horno con drenado de escoria. Los sistemas de alimentación de carbón pulverizado se consideran económicos, en general, para unidades con capacidades que excedan las 200 000 libras de vapor por hora.

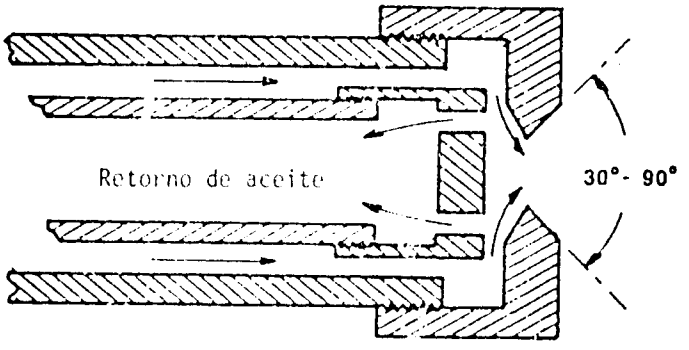


FIGURA 8-4. Boquilla de quemador con flujo de retorno

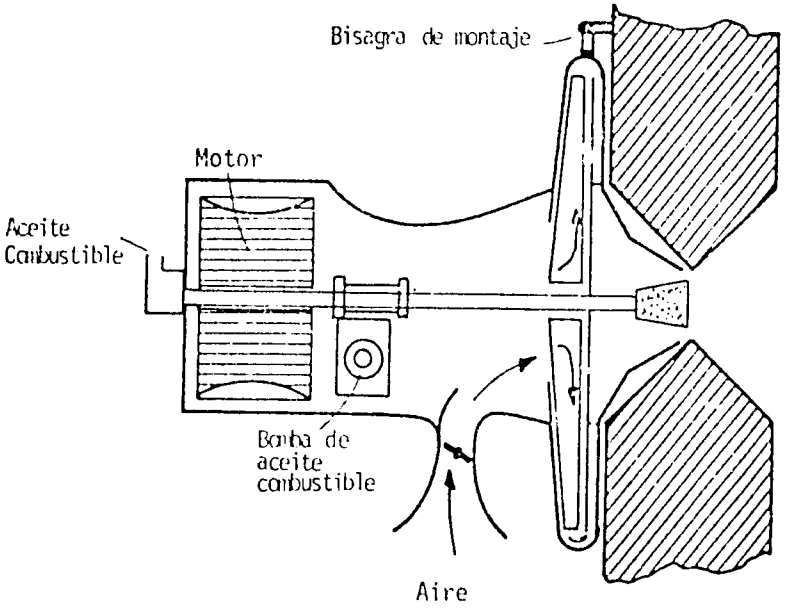


FIGURA 8-5. Quemador de copa giratoria

8.4.2 COMBUSTION DE CARBON EN LECHOS

En términos de número de aplicaciones, la quema de carbón en un lecho en el horno aventaja a la combustión de carbón en suspensión. En la práctica moderna, esto significa alimentación mecánica, ya que los métodos mecánicos han hecho a los procedimientos manuales menos eficientes. La operación del alimentador consiste, como hemos indicado, en: (1) empujar, dejar caer o arrojar carbón sobre una parrilla en una región de alta temperatura del horno; (2) destilar parte del carbón como un gas combustible (en su mayor parte hidrocarburos y CO) el cual arde sobre el lecho de combustible al igual que los combustibles gaseosos, (3) exponer el sólido incandescente restante, coque, a un vigoroso "lavado" mediante el aire que proviene del fondo del combustible, hasta que ese combustible se queme, y (4) remover la ceniza resultante de la zona del horno.

Los alimentadores se dividen en tres clases generales, dependiendo de la dirección y el método a través del cual el carbón alcanza el lecho de combustible. Estos métodos son:

- Alimentación por arriba
- Alimentación por aspersión
- Alimentación por debajo

8.4.2a ALIMENTACION POR ARRIBA

Estos alimentadores de vaciado superior se encuentran en varias formas, tales como: parrilla de cadena, parrilla viajera, parrilla vibratoria y parrilla oscilante.

Los alimentadores de parrilla de cadena y parrilla viajera tienen pequeñas secciones de parrilla vinculadas en forma de banda continua que pasa sobre engranajes o rodillos ubicados enfrente y en los extremos del alimentador (ver Figura 8-6). El carbón, que es alimentado por la tolva sobre el conjunto móvil, entra en el horno tras pasar debajo de una compuerta ajustable que regula el espesor del lecho de carbón. La capa de carbón sobre la parrilla es calentada conforme entra al horno por la radiación procedente de los gases del horno y es encendido junto con los hidrocarburos y otros gases combustibles liberados por la destilación. El lecho de combustible sigue ardiendo a medida que avanza y, al progresar la combustión, la capa se va haciendo más delgada.

Al final del trayecto, la ceniza es descargada en el extremo de la parrilla dentro del foso de cenizas a medida que los componentes de la parrilla pasan sobre la rueda dentada o rodillo de retorno. En un alimentador de parrilla vibratoria el carbón es alimentado por medio de una tolva, al igual que en los alimentadores descritos. El movimiento vibratorio es impartido por un motor localizado enfrente del alimentador y debajo de la tolva de carbón (ver Figura 8-7). El aire para el alimentador es distribuido a través de cámaras laterales colocadas debajo del alimentador, formadas por las planchas de apoyo flexibles de la parrilla. Durante

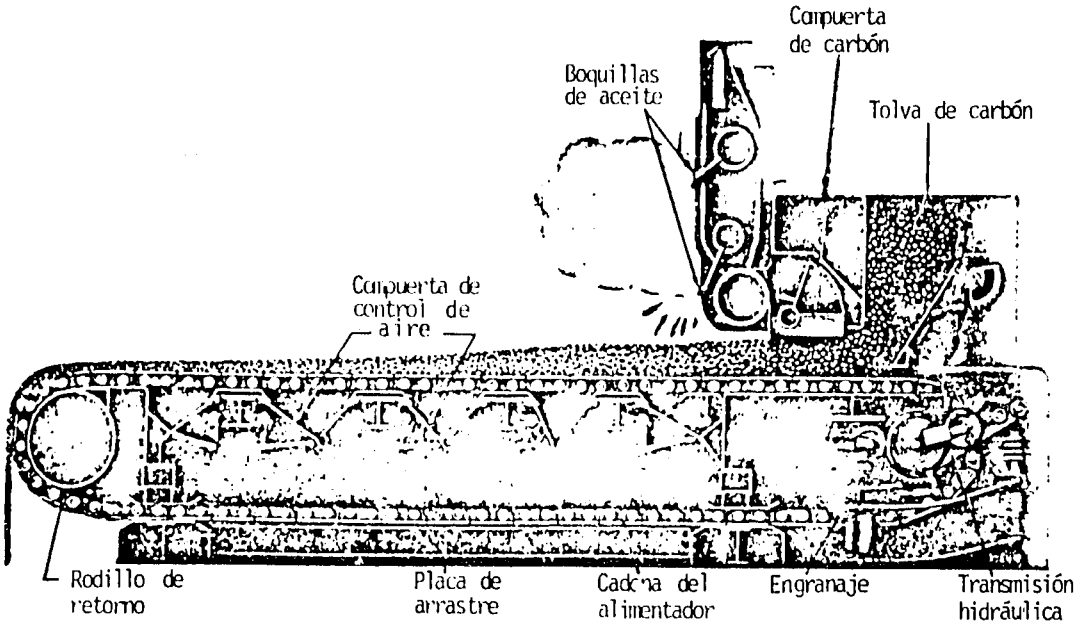


FIGURA 8-6. Alimentador de parrilla de cadena

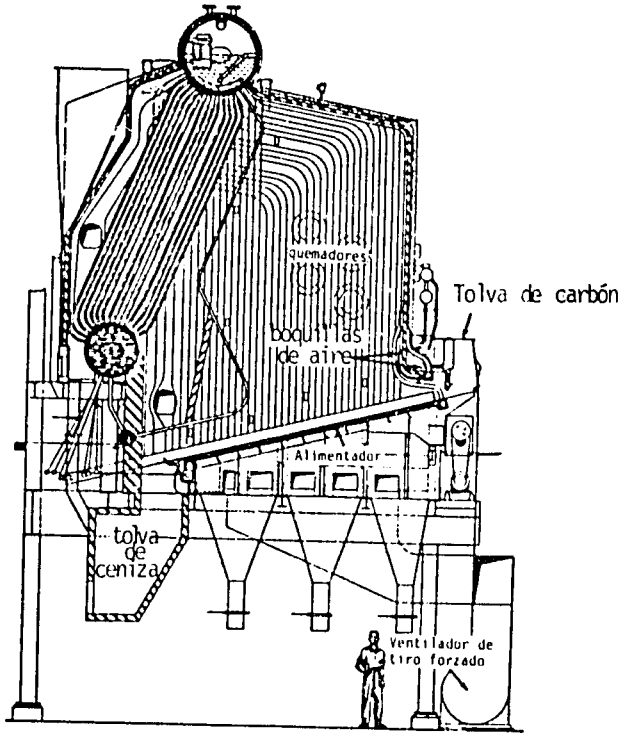


FIGURA 8-7. Alimentador de parrilla vibratoria

la vibración el carbón fresco es distribuido al alimentador, y toda la capa de combustible es transportada simultáneamente hacia abajo por la parrilla inclinada y la ceniza es descargada en la tolva de ceniza.

8.4.2b ALIMENTADORES POR ASPERSION

Estos toman el carbón alimentado (dentro de límites definidos de tamaño) y lo conforman en una suspensión dentro del horno por medio de paletas o ruedas o por chorros de aire o vapor. Los finos, o partículas menores en la corriente entrante de carbón, tienden a quemarse en suspensión durante su trayecto a lo largo del horno, mientras que los pedazos más grandes caen sobre la parrilla donde forman un lecho delgado de combustible. Por consiguiente, en alguna forma, la alimentación por aspersión comparte las características de la combustión de carbón pulverizado.

El lecho de carbón es normalmente muy delgado, pero como el carbón alimentado está distribuido sobre ella en forma relativamente uniforme, no es muy diferente de un lecho idealizado con zonas de destilación, reducción y ceniza, una sobre otra. El espesor real del lecho varía con la demanda de vapor y la clase de carbón. Generalmente hay pocos minutos de suministro de combustible en la parrilla. Debajo del lecho delgado de combustible activo hay una capa de ceniza. Esta, juntamente con la corriente de aire que pasa por la parrilla, sirve para mantener las partes metálicas a temperaturas seguras de operación. El aire se puede precalentar, por lo general a 300-350°F, sin ocasionar problemas de mantenimiento.

El aire de combustión es suministrado a través de la parrilla a baja velocidad, con el objeto de reducir al mínimo el arrastre de ceniza por el gas. Casi la mitad de este arrastre puede ser combustible no quemado. Por lo tanto, muy a menudo es conveniente la instalación de un sistema de reciclaje de cenizas. Tal sistema comprende cámaras de asentamiento en alguna parte de la estructura de la caldera y, generalmente, un ciclón colector de ceniza antes del ventilador de tiro inducido para disminuir el desgaste de los álabes del ventilador. Las partículas que se recogen son alimentadas al horno para su reignición y quemado. Las cenizas de retorno usualmente entran en un punto arriba del lecho de combustible, pero no muy cerca de los tubos de la caldera, por medio del impulso impartido por un inyector. Este inyector imparte mayor turbulencia a la llama y ayuda a lograr una buena combustión.

El diseño de hornos para alimentadores por aspersión sigue simples trazos lineales con escasa o ninguna construcción con arcos. Como en todo lecho de combustible, la composición del gas que se desprende varía algo de punto a punto, y hay tendencia a que el gas y el aire secundario tomen la vía más directa hacia la salida del horno. Los chorros de gas de combustión de alta velocidad son un medio efectivo para combatir la posible estratificación. La turbulencia que producen no sólo mejora la mezcla y el tiempo para la combustión, sino que también contribuyen a reducir el arrastre de cenizas. Debe estudiarse minuciosamente la localización de tales chorros, teniendo muy en cuenta su relación con la trayectoria del carbón.

Diversas configuraciones de parrillas se emplean con las unidades de alimentación por aspersión, incluyendo el tipo estacionario, de cadena y de parrilla viajera. Un alimentador por aspersión con parrilla viajera se muestra en la Figura 8-8.

8.4.2c ALIMENTADORES POR DEBAJO

Como lo indica su nombre, el carbón llega al lecho de combustible por la parte de abajo. Es empujado a lo largo de un canal alimentador o retorta y debido a la presión ejercida por nuevo carbón entrante, se eleva en la retorta y se derrama sobre el lecho a cada lado de éste. No se suministra aire en la propia retorta; éste es alimentado a través de aberturas llamadas toberas en las secciones de parrilla próximas a la retorta. En la parte superior de la retorta, el carbón es expuesto a cierta acción de secamiento por el aire entrante y por el calor del horno. Se produce el encendido y comienza la destilación a medida que el carbón se mueve desde el área de la retorta hasta el área de combustión activa adyacente. Ya sea por la presión del carbón que entra, o como consecuencia del movimiento de la parrilla, el carbón ardiente se mueve lentamente hacia el área de descarga de cenizas. Las unidades sencillas de retorta (ver Figura 8-9) pueden tener hasta 25 000 libras por hora de capacidad de producción de vapor, y eventualmente hasta 40 000. Para capacidades de 30 000 libras por hora hasta más de 500 000, se pueden utilizar diseños de retorta múltiple. El carbón es suministrado al lecho de diversas maneras tales como tornillo alimentador, alimentador por émbolo o parrilla de volteo. Al igual que en los sistemas de alimentación por aspersión, el aire de combustión es suministrado a través de la parrilla.

. . . .

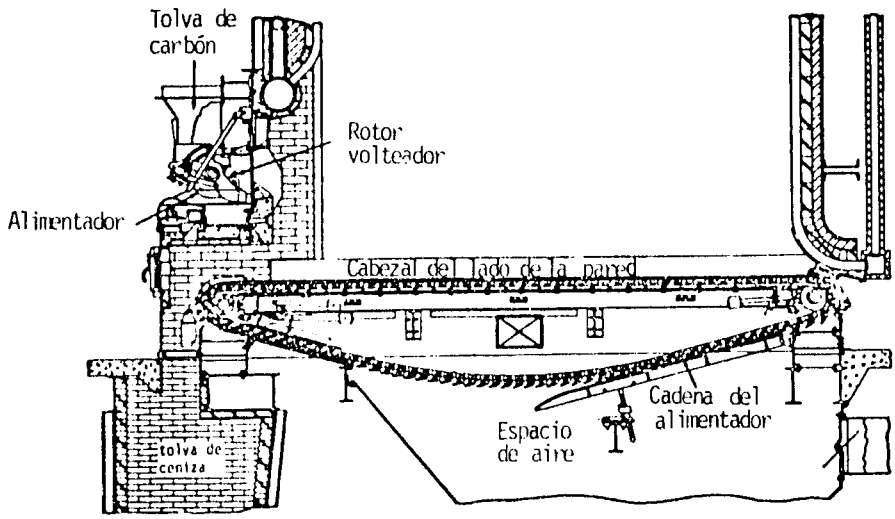


FIGURA 8-8. Alimentador por aspersión con parrilla viajera

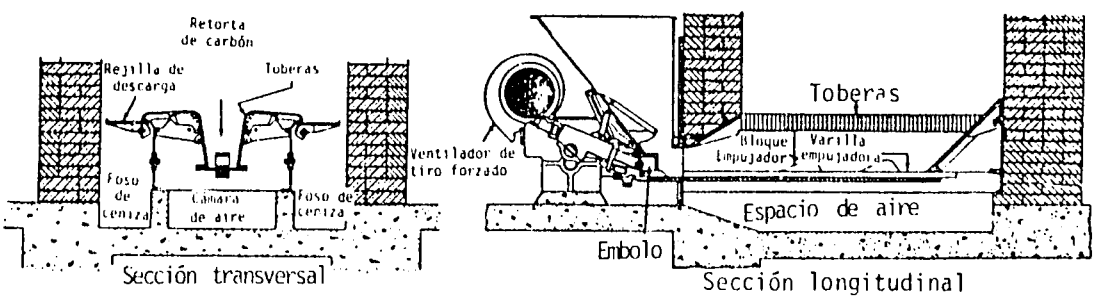


FIGURA 8-9. Alimentador por debajo tipo retorta simple horizontal

TRATAMIENTO DEL COMBUSTIBLE

Sección 9.0

9.0 INTRODUCCION

Los combustibles que más se usan actualmente para alimentar calderas industriales son gas natural, diversos combustibles de petróleo y carbón. En el Apéndice A se dan detalles sobre las propiedades de los combustibles. En esta sección se examinarán los requisitos básicos del tratamiento de los combustibles. Ya que el gas se entrega por lo general en condiciones de uso inmediato, normalmente no necesita tratamiento especial y, por lo tanto, no se considera aquí.

9.1 ACEITE COMBUSTIBLE

Según se indica en el Apéndice A, la viscosidad del aceite combustible es un criterio fundamental para determinar las características de su manejo. Los aceites más pesados, principalmente el N° 5 y N° 6, necesitan normalmente precalentamiento tanto en el tanque de almacenamiento como en el quemador, a fin de reducir su viscosidad a un grado adecuado para su manejo y atomización. Dependiendo del quemador específico, una viscosidad de 100-200 SSU (Segundos Saybolt Universal) es generalmente adecuada para una atomización correcta. El Cuadro 9-1 sirve como una guía general para relacionar la viscosidad original del aceite combustible a una temperatura estándar de 100°F con la temperatura necesaria para lograr una viscosidad menor. Por ejemplo, un aceite con una viscosidad inicial de 1 500 SSU (a 100°F) tendrá que ser calentado a 180°F para reducir la viscosidad a 160 SSU. El manual del fabricante debe dar orientación para escoger un intervalo aceptable de viscosidad del aceite combustible para un quemador en particular. Además del precalentamiento, es necesario, por lo general, filtrar el combustible para eliminar las partículas sólidas extrañas que pudieran obstruir el quemador.

En el mercado existe una gran cantidad de aditivos los cuales han sido elaborados para combatir numerosos problemas que se dan en el uso de los diferentes aceites combustibles. La mayoría de estos aditivos están en estado líquido y no se da información sobre su composición química. Por lo tanto, resulta adecuado analizar los requisitos del combustible de una caldera particular con el representante del fabricante y/o una firma consultora competente antes de emprender un programa de tratamiento. Mientras que algunos aditivos pueden ser útiles en una situación dada, otros pueden no tener valor alguno.

Los aditivos para los aceites combustibles se dividen generalmente en tres categorías: aditivos para el manejo del combustible, aditivos para la combustión, y aditivos de postllama. Entre el primer grupo figuran inhibidores de sedimentos y gomas, detergentes, depresores del punto de fluidez, inhibidores de corrosión, agentes emulsificadores que contrarrestan la estratificación del combustible y agentes desemulsificantes que ayudan al asentamiento del agua u otras impurezas.

Los aditivos para la combustión tienen varios propósitos tales como mejorar la eficiencia de la combustión, disminuir el hollín y el humo, e impedir la formación de gases contaminantes, principalmente NO_x y SO_x (ver Apéndice B para un análisis de los aspectos de la contaminación del aire). Se dispone de catalizadores de combustión que están formulados para reducir la cantidad necesaria de exceso de aire, mientras que otros aditivos están destinados a promover una quema más completa del carbón.

El último grupo de los aditivos está destinado al tratamiento de postllama. Algunos tienen como efecto primordial remover el hollín de las superficies de transmisión de calor, mientras que otros están previstos para controlar la corrosión de los tubos por el lado de fuego y prevenir los depósitos de escorias.

9.2 CARBON

El carbón es quemado en las calderas ya sea en forma pulverizada o esencialmente en estado natural. Se dispone de pocas técnicas para el tratamiento del carbón, o bien que sean necesarias para uso en la planta de calderas. El tamaño de las partículas es, fundamentalmente, un parámetro importante para ambas formas, pero este requisito se considera más apropiadamente como una preparación del carbón. El carbón que el proveedor entrega en la planta de calderas ya debe cumplir con varios de los requisitos estipulados por el comprador, incluso el tamaño.

Para los sistemas que usan carbón pulverizado, los pulverizadores son más eficaces cuando se les suministra carbón crudo con límites de tamaño bien definidos. Estos límites dependen de la planta de trituración de carbón y serán estipulados por el fabricante del molino. La finura, que es una medida de la calidad de la producción de la planta de carbón, es muy importante para una alimentación adecuada de las calderas. Esta finura se especifica en términos del porcentaje de producto de la planta de trituración que pasa por un tamiz de una cierta abertura de malla.

. . . .

Cuadro 9-1

RELACION ENTRE VISCOSIDAD DE ACEITE COMBUSTIBLE (En SSU) Y LA TEMPERATURA

Original	Después del calentamiento a la temperatura dada								
100° F	120° F	140° F	160° F	180° F	200° F	220° F	240° F	260° F	280° F
100	74	60	52	46	42	40	38	36	35
200	130	90	68	57	49	45	41	39	36
300	170	110	78	62	52	46	42	40	37
400	230	140	98	74	60	52	47	43	40
500	290	160	120	87	69	58	51	46	43
600	340	215	140	100	78	64	56	49	45
700	400	240	160	120	82	67	57	50	46
800	440	265	170	125	88	70	58	47	43
900	480	290	180	130	90	72	60	53	47
1000	540	300	190	140	92	76	64	55	48
1500	750	420	250	160	110	82	67	57	51
2000	1020	575	350	220	150	110	85	70	60
2500	1248	680	390	260	165	117	89	72	61
3000	1400	750	415	285	175	122	92	74	62
3500	1640	850	475	300	187	128	95	76	63
4000	1800	900	500	315	190	132	98	77	64
4500	2040	1020	565	330	208	142	104	82	66
5000	2200	1100	600	350	220	150	108	83	68
6000	2600	1250	657	380	240	160	115	88	71
7000	2900	1400	750	420	260	175	125	93	74
8000	3200	1550	820	460	280	185	138	97	77
9000	3600	1700	875	500	296	195	145	102	79
10.000	4000	1900	950	555	312	210	150	106	82

RECUPERACION DE CALOR EN CALDERAS

Sección 10.0

10.1 INTRODUCCION

En muchas calderas existen oportunidades potenciales para recuperar calor. En esta sección se discutirán algunos de los procesos específicos para recuperar esta energía, los criterios de selección de equipo y los procedimientos de mantenimiento y operación.

Hay tres principales fuentes de pérdida de calor en un sistema de calderas:

- Gases de chimenea
- Purga de condensado en la caldera
- Sistema de trampas de vapor

Los principales métodos en recuperación de calor en calderas industriales utilizan intercambiadores de calor instalados en la salida de la chimenea para recuperar algo del calor que de otra manera se perdería. Estos intercambiadores de calor se dividen en dos categorías: economizadores y precalentadores de aire. Los economizadores son usados para elevar la temperatura del agua de alimentación (agua fresca) que entra a la caldera, mientras que los precalentadores de aire son usados para precalentar el aire de combustión que se alimenta al quemador. Otros métodos de recuperación de calor incluyen el uso de intercambiadores de calor con la purga (concha y tubo) , sistemas de tanques de vaporización instantánea, retorno de condensado y turbinas con estrangulamiento.

10.2 ECONOMIZADORES

Cuando el calor perdido en los gases de chimenea es recuperado para calentar líquidos, con el propósito de suministro doméstico de agua caliente, calentamiento de agua de alimentación en calderas de vapor, o para el uso de agua en sistemas de calefacción, generalmente se usa un intercambiador de calor de superficies extendidas. Los tubos que contienen el líquido que ha de calentarse conectan en forma agrupada y llevan soldadas en el exterior aletas de metal con el propósito de aumentar el área de transferencia de la energía contenida en los gases La figura 10-1 muestra la disposición usual para intercambiadores de este tipo y también los detalles de construcción de un tubo de aletas de extensión. Este tipo de aplicación es comúnmente conocido como un economizador. Los tubos están a menudo conectados en serie, pero también pueden estar ordenados en serie y en paralelo para controlar la caída de presión del lado de líquido. La caída de presión del lado del aire es controlada por el espacio que existe entre los tubos y el número de filas de tubos dentro del ducto. Los intercambiadores de tubos extendidos están disponibles en forma

empacada en diversos tamaños o pueden ser fabricados de acuerdo a las especificaciones del cliente El control de temperatura del líquido calentado se logra mediante un ducto de desviación (by-pass) el cual varía el flujo de los gases calientes que entran al intercambiador de calor. Los materiales para los tubos y las aletas son seleccionados para resistir la acción corrosiva de líquidos y/o gases de chimenea.

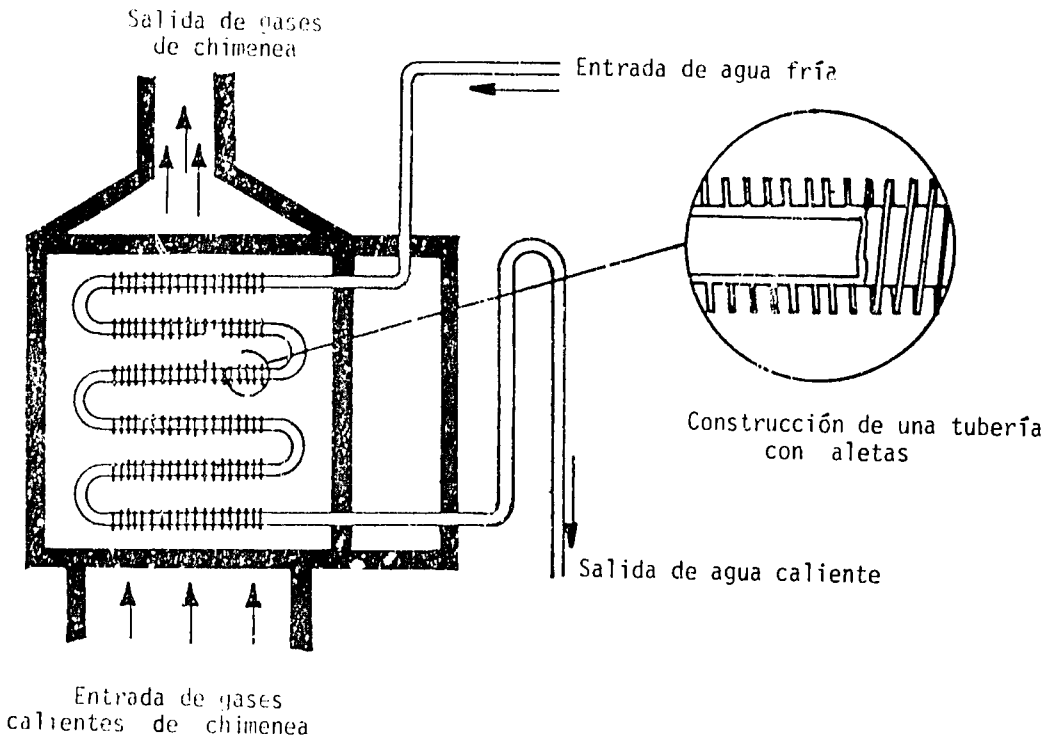


Figura 10-1

ECONOMIZADOR

Básicamente todos los economizadores son parecidos, ya que los flujos de gas y agua, espaciamiento de tubos, disposición de tubos, y demás accesorios varían muy poco entre los diferentes fabricantes.

El tipo de tubos y sus aplicaciones son los siguientes:

	tipo	combustibles
Tipo 1	tubos desnudos	todos
Tipo 2	Tubos de acero al carbono con aletas de hierro fundido	todos
Tipo 3	Tubos de acero al carbono con aletas extendidas. Aletas de 3/4" de alto, distribuidas a razón de 2 ½ a 4 pulgadas.	Aceite o gas combustible
Tipo 4	Tubo de acero al carbono con aletas de 3/4" de alto, 5 aletas por pulgada.	Todos los gases combustibles

Tipo 1 - Los economizadores de tubos desnudos utilizan tubos de acero al C de 2" de diámetro externo que tienen un doblez de 180 grados y que están soldados uno con otro en los extremos, configurando entre 8 y 12 pasos. La longitud y número de elementos son determinados por las condiciones de diseño. Este tipo es usualmente usado por calderas que queman carbón, gas, y aceite combustible. Es fácil mantenerlos limpios con sopladores de hollín, y para el lavado con agua se instalan dispositivos interiormente. Hay espacios de aproximadamente 16" a 18" para acceso, limpieza y observación (3 pies a 4 pies de alto).

Pueden haber problemas de corrosión debido a una baja carga de operación y alto contenido de azufre en el combustible. Esto puede ser aliviado mediante el diseño para bajas cargas de operación o adicionando un calentador en la línea de alimentación de agua para elevar la temperatura de ésta lo suficiente y prevenir la corrosión en el economizador. Algunas calderas nuevas utilizan serpentines para el calentamiento del agua que entra al economizador a niveles más bajos.

Tipo 2 - El economizador de tubos con aletas de hierro fundido tiene 2 pulgadas de diámetro externo, con superficies extendidas anulares de hierro fundido unidas a los tubos o, en algunos casos, con las aletas fundidas sobre los tubos. La unidad pesa más comparada con un economizador de tubos desnudos de acero al carbono, pero requiere menos espacio debido a haberse aumentado la superficie de calentamiento por pie de longitud de tubería. Los tubos de superficie extendida con aletas de hierro fundido son más resistentes a la corrosión que los tubos desnudos de acero al carbono y se utilizan generalmente con carbón combustible u otro tipo de combustible sólido. La unidad está dispuesta de tal manera que permite la

ventilación del hollín o el lavado con agua.

Tipo 3 - Son economizadores con tubos de acero al carbono de 2 pulgadas de diámetro externo que tienen soldadas aletas de acero de 3 /4" de alto y 0 05' de espesor, espaciadas a razón de 2 ½ aletas por pulgada cuando se trabaja con aceite combustible No. 6 Cuando se quema aceite combustible No. 2 las aletas son normalmente de 3/4 pulgada de alto y 0 06 pulgada de espesor separadas a razón de 4 aletas por pulgada

Estas unidades son muy compactas y, en la mayoría de los casos, son vendidas completamente ensambladas; antes de ser retiradas de la fábrica son examinadas rigurosamente y certificadas de acuerdo a normas ASME. El aislamiento puede ser instalado en la fábrica. La unidad posee bridas de unión para las conexiones de entrada y salida de gas, y al lado del banco de tubos se dispone espacio para el soplador de hollín Los ventiladores de hollín pueden también ser instalados por la fábrica.

El lavado con agua es algunas veces necesario, requiriéndose entonces de un drenaje en el compartimiento de gas También pueden ser incorporadas tolvas para hollín en el economizador Este tipo de economizador no debe colocarse directamente arriba de la salida de los gases de chimenea en las calderas empacadas, porque puede introducirse hollín o agua de lavado en la tubería de la caldera, ocasionando problemas de limpieza. Al igual que en el economizador de tubos desnudos de acero al carbono este tipo de unidad es susceptible a los problemas de corrosión con baja carga de operación

Tipo 4 - Son economizadores con tubos de acero y aletas que tienen mucho parecido al tipo 3, excepto que las aletas tienen 0 060 pulgadas de espesor y están espaciadas a razón de 60 por pie o 5 por pulgada y son usados solamente para gas , puesto que la mayor proximidad entre las aletas dificulta la limpieza de hollín con sopladores cuando se utilizan líquidos combustibles tales como aceites, etc

10 3 PRECALENTADORES DE AIRE

Un precalentador de aire es un intercambiador de calor que transfiere energía de los gases de chimenea al aire de combustión alimentado Generalmente se utiliza en plantas que tienen calderas que operan simultáneamente o que mantienen cargas bajas, particularmente en fines de semana, o durante las noches Comúnmente se utilizan ductos de desviación y compuertas de aire para operaciones a baja carga, de tal manera que la temperatura del gas pueda ser mantenida arriba del punto de rocío Los dos tipos más comunes de precalentadores de aire son: regenerativos y no regenerativos, aunque los llamados calentadores de tubo de calor cobran cada vez más popularidad Las figuras 10-2 y 10-3 muestran las unidades regenerativas y no regenerativas.

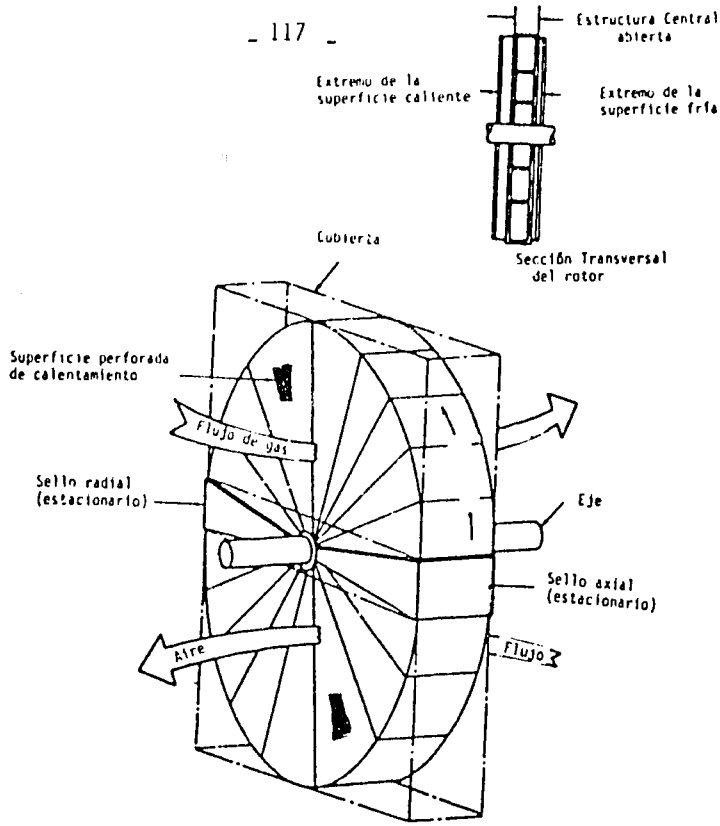


Figura 10-2. Precalentador de aire regenerativo

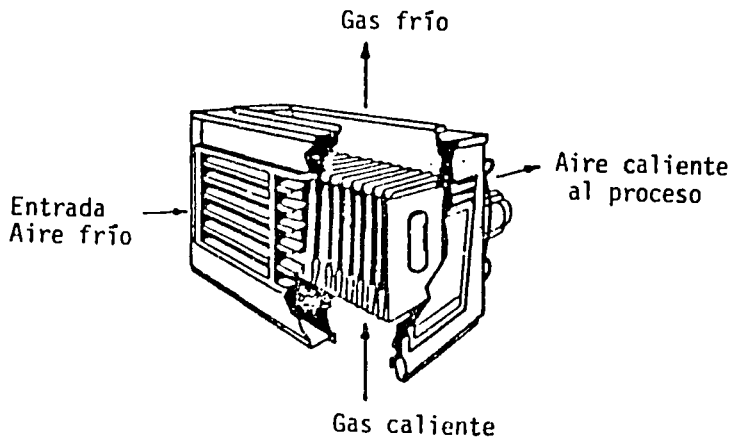


FIGURA 10-3. Precalentador de aire no-regenerativo

El tipo tubular consiste de un gran número de tubos (generalmente de 2 ó 2 ½ pulgadas de diámetro externo) en el que el gas de chimenea fluye dentro de los tubos y el aire fluye en contracorriente en el exterior de los mismos El flujo de aire puede ser transversal lo cual hace que el intercambiador sea entre 3 y 4 pies más ancho. Este tipo es usado generalmente con combustibles sólidos.

El precalentador de aire tubular puede adquirirse de 2 pasos en el lado del gas, lo que permite relación aproximada de 80% de longitud de tubería para el primer paso y 20% para el segundo, considerado éste la sección de gas a baja temperatura Para evitar la corrosión, la salida de gas debe ser suficientemente alta para remover y reemplazar los tubos de la sección corta, sin necesidad de desmantelar cualquier recámara o ducto Esta disposisción es deseable cuando se quema combustible con alto contenido de azufre.

El precalentador de aire de tipo regenerativo consiste en un gran cilindro rotatorio que contiene láminas delgadas de acero que forman un laberinto para el paso de los gases que salen de la caldera y el aire fresco del ventilador de tiro forzado. La sección de lámina de acero rota en el interior de una cubierta de acero con los gases calientes que entran en una mitad del cilindro mientras que el aire fresco entra a través de la otra mitad, y fluye en dirección opuesta de los gases. Las láminas de acero son calentadas por los gases y enfriadas por el aire fresco. Debido a la diferencia en presiones en los lados de aire y gas del precalentador de aire regenerativo, hay una fuga de aire de 8 a 10% del lado del aire hacia el lado del gas del calentador.

Este tipo de precalentador de aire se utiliza frecuentemente en calderas de gas y aceite combustible, pues es muy compacto y requiere menos espacio que el tipo tubular. También, el extremo frío de las láminas de acero puede cubrirse con aleaciones metálicas que resisten mucho mejor la corrosión que el acero dulce. El costo de las aleaciones es mínimo considerando lo que se gana en eficiencia debido a la temperatura más baja que se obtiene en los gases de chimenea que salen de la unidad. El equipo de soplado de hollín o lavado con agua puede ser construido y adaptado a la unidad por el fabricante del precalentador.

En los últimos años, la tendencia ha sido usar precalentadores de aire de tipo regenerativo para combustibles gaseosos y líquidos, y de tipo tubular para carbón y combustibles sólidos. Esto se ha debido particularmente a los requerimientos de menor espacio ocupado y menor trabajo en tuberías y mano de obra para el montaje (la mayoría de tipos regenerativos se venden ya ensamblados).

El tubo de calor es un elemento de transferencia de calor que recientemente se ha comercializado y promete ser una opción interesante para recuperación de calor en la industria debido a su alta eficiencia y tamaño compacto. Opera como un regenerador tubular gas-gas con aletas Como puede verse en la figura 10-4 los elementos forman un haz de tubos de calor que se extienden a través de los ductos de entrada y salida en un modelo que

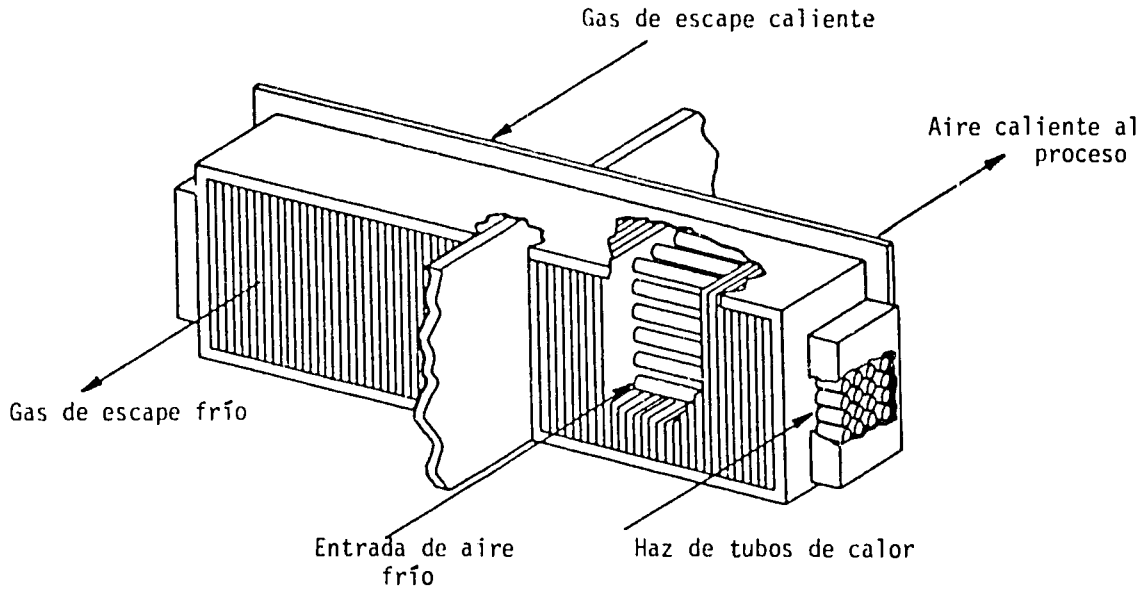
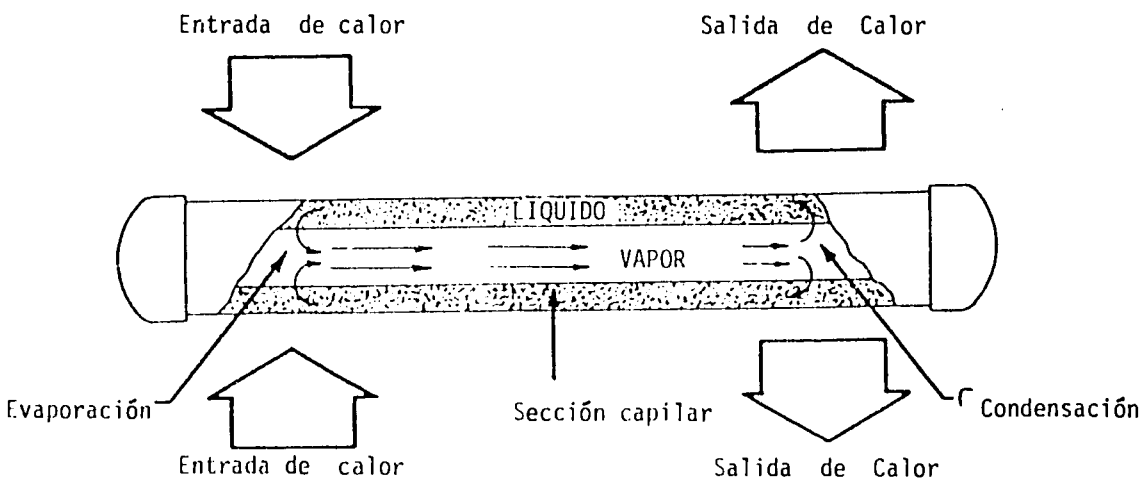


Figura 10-4. Haz de tubos de calor incorporados en el regenerador gas a gas.



Tubo de Calor
Figura 10 - 5

se semeja a la estructura de los intercambiadores de calor con tubos con aletas Cada tubo, sin embargo, es un elemento sellado y separado consistente de una mecha anular en el interior de la longitud total del tubo, en el que está incorporado un fluido apropiado para la transferencia de calor. La figura 10-5 muestra como el calor absorbido de los gases de escape calientes evapora el fluido, haciendo que el vapor se forme en la parte central del tubo

El calor latente de vaporización es transportado en el vapor hacia el extremo frío del tubo de calor localizado en el ducto de gas frío. Aquí se condensa el vapor cediendo su calor latente. El líquido condensado es entonces conducido por capilaridad y/o acción de la gravedad, de regreso al extremo caliente de donde es reciclado. El tubo de calor es compacto y eficiente debido a: 1) el haz de tubos con aletas presenta una buena configuración para la transferencia de calor por convección en los ductos de gas y está exento de contaminación, y 2) el ciclo de evaporación-condensación dentro de los tubos de calor es un método altamente eficiente de transferencia de calor interno.

10 4 RECUPERACION DE CALOR DE LA PURGA Y RETORNO DE CONDENSADO

Para reemplazar el vapor perdido y el condensado no recuperado debe alimentarse agua fresca a la caldera Esta agua contiene sólidos que deben ser eliminados para prevenir que la caldera acumule incrustaciones. Para purgar una caldera se requiere únicamente descargar una pequeña cantidad de agua. La frecuencia de esta descarga o purga depende de la cantidad y concentración de sólidos en el agua fresca.

Los sistemas de recuperación de purga operan por transferencia de calor entre el líquido purgado y el agua de alimentación de entrada. Los ahorros dependen del régimen de purga y de las presiones de operacón y son generalmente del uno al tres por ciento Estos sistemas resultan prácticos únicamente en operaciones de purga continua Los sistemas de retorno de condensado reducen la necesidad de calentar el agua en la caldera. Ahorros entre 12 y 15% justifican fácilmente estos sistemas.

La transferencia de calor en sistemas de purga se lleva a cabo en un intercambiador de concha y tubo como se ilustra en la figura 10-6. Estos equipos son principalmente intercambiadores de calor líquido-líquido que pueden ser desde una unidad muy simple hasta unidades más complicadas de pasos múltiples. Son ideales para condensar vapor o recuperar energía de purgas puesto que no hay mezcla de fluidos y consecuentemente tampoco contaminación entre ellos Un fluído fluye en el interior de los tubos, mientras que el otro fluido es forzado a través de la concha y sobre el exterior de los tubos. Para asegurar que el fluido del lado de la concha fluirá transversalmente en los tubos y así inducir una mayor transferencia de calor, se instalan desviadores en el interior de la concha. Se pueden utilizar uno o más pasos de tubo dependiendo de la disposición de los cabezales en los extremos del intercambiador.

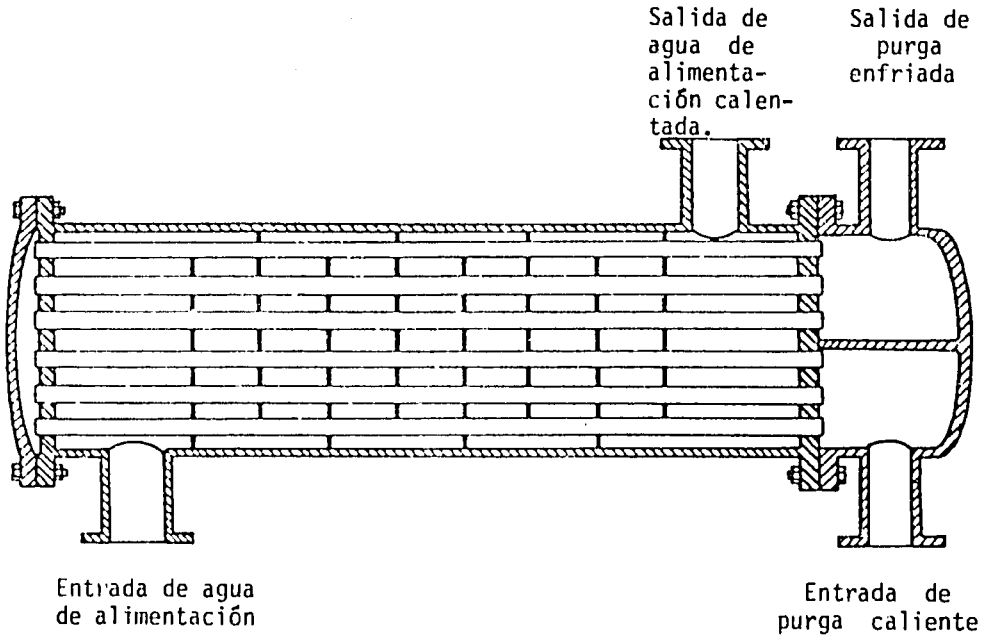
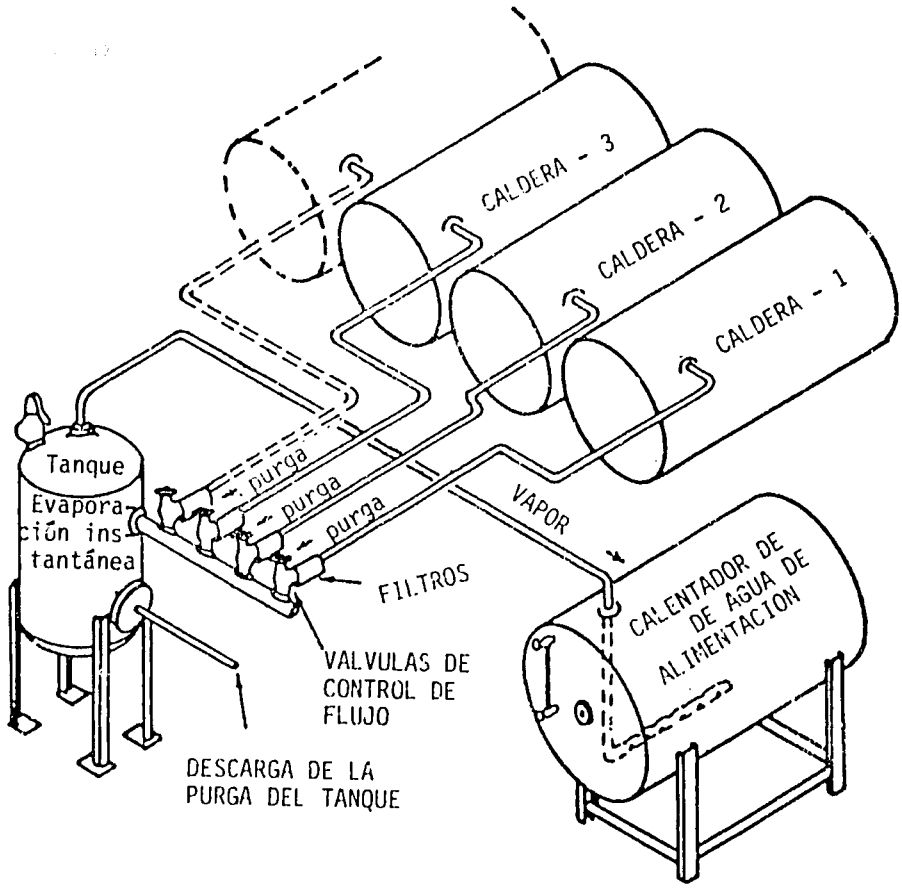


Figura 10-6

Intercambiador de concha y tubo



Sistema de purga con tanque de Evaporación Instantánea

Figura 10 - 7

10.5 SISTEMA DE TANQUE DE EVAPORACION INSTANTANEA

La figura 10-7 ilustra un sistema de tanque de evaporación instantánea (flash-tank) para recuperar parte de la energía que se pierde durante la purga de la caldera. En este sistema la purga es recibida en el tanque en donde se convierte en vapor debido a la menor presión existente. El vapor producido es entonces enviado al calentador de agua de alimentación para precalentar el agua fresca. El sistema puede recuperar hasta un 50% de la energía perdida en la purga.

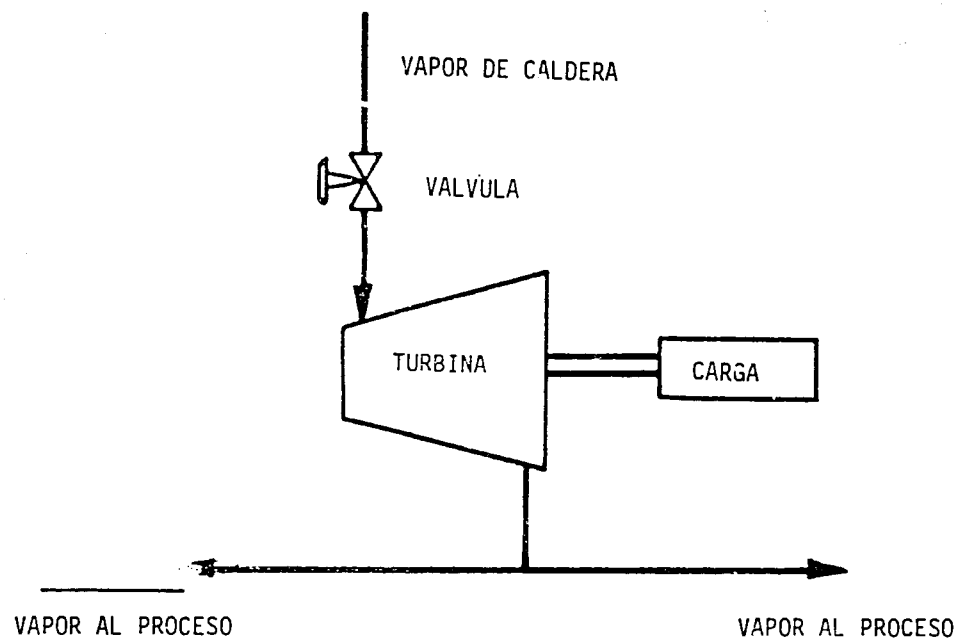
Un sistema un poco más complicado podría lograr un 25% más en la recuperación de energía de la purga. Este sistema utiliza un intercambiador de calor de concha y tubo conectado a la línea de descarga de purga del tanque de evaporación instantánea. La temperatura de la purga que sale del tanque está usualmente arriba de 220°F. La característica adicional en este sistema en el uso de la energía contenida en la mezcla líquido-sólido que sale del tanque de evaporación instantánea para calentar el agua fresca conforme esta fluye a través del intercambiador de calor.

10.6 TURBINAS DE ESTRANGULAMIENTO

En algunos casos es impráctico generar vapor a la presión requerida por el proceso. Generalmente se instala una válvula de estrangulamiento para bajar la presión al nivel requerido. Este gradiente de presión puede ser utilizado como un potencial para realizar trabajo a través de una turbina de estrangulamiento.

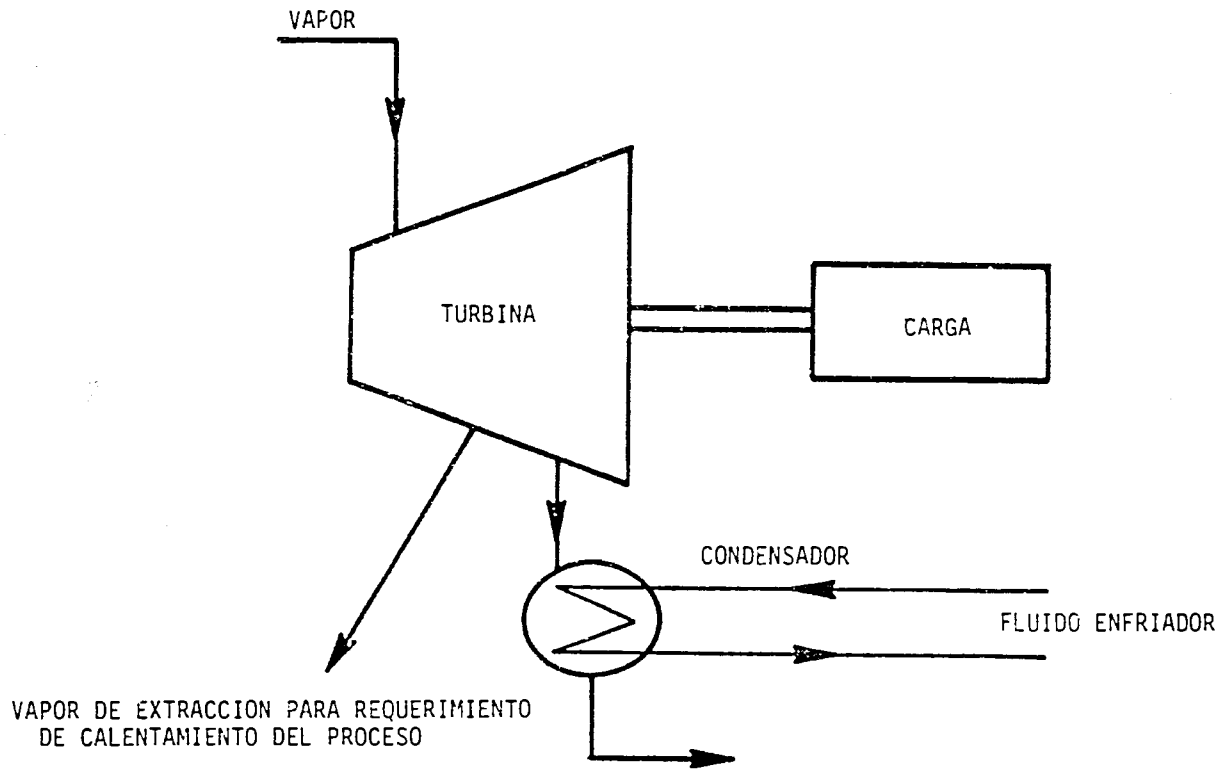
Las turbinas de estrangulamiento o turbinas de contrapresión pueden extraer la energía del vapor no utilizada previamente toda vez que satisfagan los requerimientos del proceso. Las figuras 10-8 y 10-9 muestran esquemas de turbinas de condensación y turbinas de estrangulamiento. El sistema de contrapresión tiene una eficiencia de 85%, aproximadamente. Cerca del 68% de la energía disponible es producida como energía térmica en forma de vapor para procesos. El 17% restante se transforma en energía eléctrica por medio de generadores. Este sistema depende obviamente de las cargas de vapor del proceso. Cualquier irregularidad o efectos de la estación puede alterar la generación eléctrica y afectar la factibilidad del sistema.

El sistema de condensación usa cerca del 30% de la energía disponible para generación eléctrica, mientras que el resto es canalizado a una torre de enfriamiento o extraído para requerimientos de vapor del proceso. Las fluctuaciones en cargas de vapor no afectan al perfil de generación eléctrica en este sistema.



Turbina de contrapresión

Figura 10 - 8



TURBINA DE CONDENSACION
Figura 10 - 9

10.7 CRITERIO DE SELECCION

En la determinación de la eficiencia total y el potencial para recuperar calor, el parámetro de mayor importancia es la temperatura de los gases de combustión al salir por la chimenea. En general, la recuperación de calor debe ser considerada cuando la temperatura de los gases de combustión exceda los 250 °F. Para obtener una adecuada temperatura de operación en los gases de chimenea, la unidad bajo consideración deberá estar operando a valores muy próximos a los de diseño y exceso de aire óptimo.

No existen temperaturas fijas que sirvan de guía y cubran los distintos tipos de combustibles y diseños de procesos. Sin embargo, ciertos principios básicos pueden orientar respecto a los niveles prácticos de la temperatura más baja del calor perdido reutilizable. Los elementos que deben ser considerados para hacer este juicio incluyen:

- Tipo de combustible
- Consideraciones del punto de rocío de los gases de combustión
- Criterio de transferencia del calor
- Tipo de superficie de recuperación de calor

Las tablas siguientes permiten la selección de la temperatura práctica más baja del gas de chimenea que ha de considerarse en la instalación de economizadores y/o precalentadores de aire. La nomenclatura incluida en las tablas es la siguiente:

Tg Temperatura final de los gases de chimenea, °F

T_1 Temperatura del líquido de proceso alimentado, °F

Ta Temperatura aire ambiente, °F

Tc_e En precalentadores de aire, promedio recomendado de la temperatura de gases de chimenea enfriados.

%S Porcentaje en peso de azufre en el combustible, (tal como se quema).

Tabla I

ECONOMIZADORES

Tipo de combustible	Prueba para la determinación de la temperatura de salida de los gases de chimenea
Combustible gaseoso (%S mínimo)	a Criterio de transferencia de calor $Tg = T_1 + 100$ °F (Mínimo)

Tabla I

ECONOMIZADORES

(Continuación)

Tipo de combustible	Prueba para la determinación de la temperatura de salida de los gases de chimenea
Aceites combustibles Carbón	El valor más alto de (a) o (b) a. Criterio de transferencia de calor $Tg = T_1 + 100$ °F (min) b. Punto de rocío de gases de combustión (de figura 10-14, combustible y % S)

Tabla II

PRECALENTADORES DE AIRE

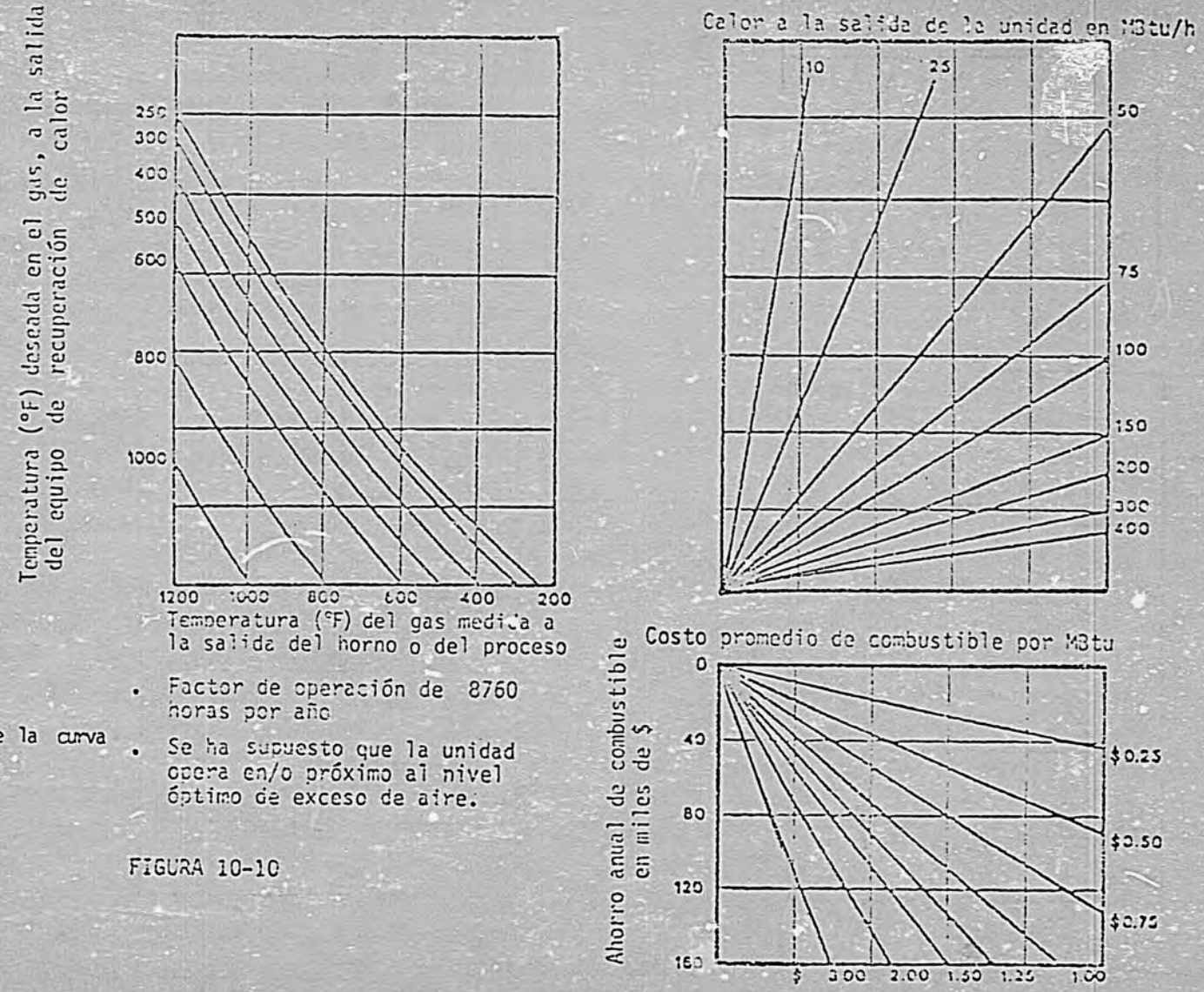
Tipo de combustible	Prueba para la determinación de la temperatura de salida de los gases de chimenea
Combustibles gaseosos	a. Punto de equilibrio económico Tg (min) = 250 °F
Aceites combustibles Carbón	a. Consideraciones promedio del extremo frío Ver figura 10-15 para la determinación de Tc_e. La relación con la temperatura del gas de salida es: $Tg = 2\ Tc_e - Ta$

Las gráficas de las siguientes páginas muestran rápida y aproximadamente cuál es el ahorro anual de combustible con la aplicación de equipo de recuperación de calor en los hornos o equipos de proceso.

Para obtener el ahorro anual más realista, el costo de combustible usado debe ser el valor medio durante la vida económica de la planta.

Si el costo promedio de combustible o la unidad de medida de calor excede los límites de la gráfica, debe usarse la mitad del costo promedio de combustible o la unidad de medida de calor y duplicar el ahorro.

GAS NATURAL. AHORRO ANUAL EN LA REDUCCION DE LA TEMPERATURA DE CHIMENEA

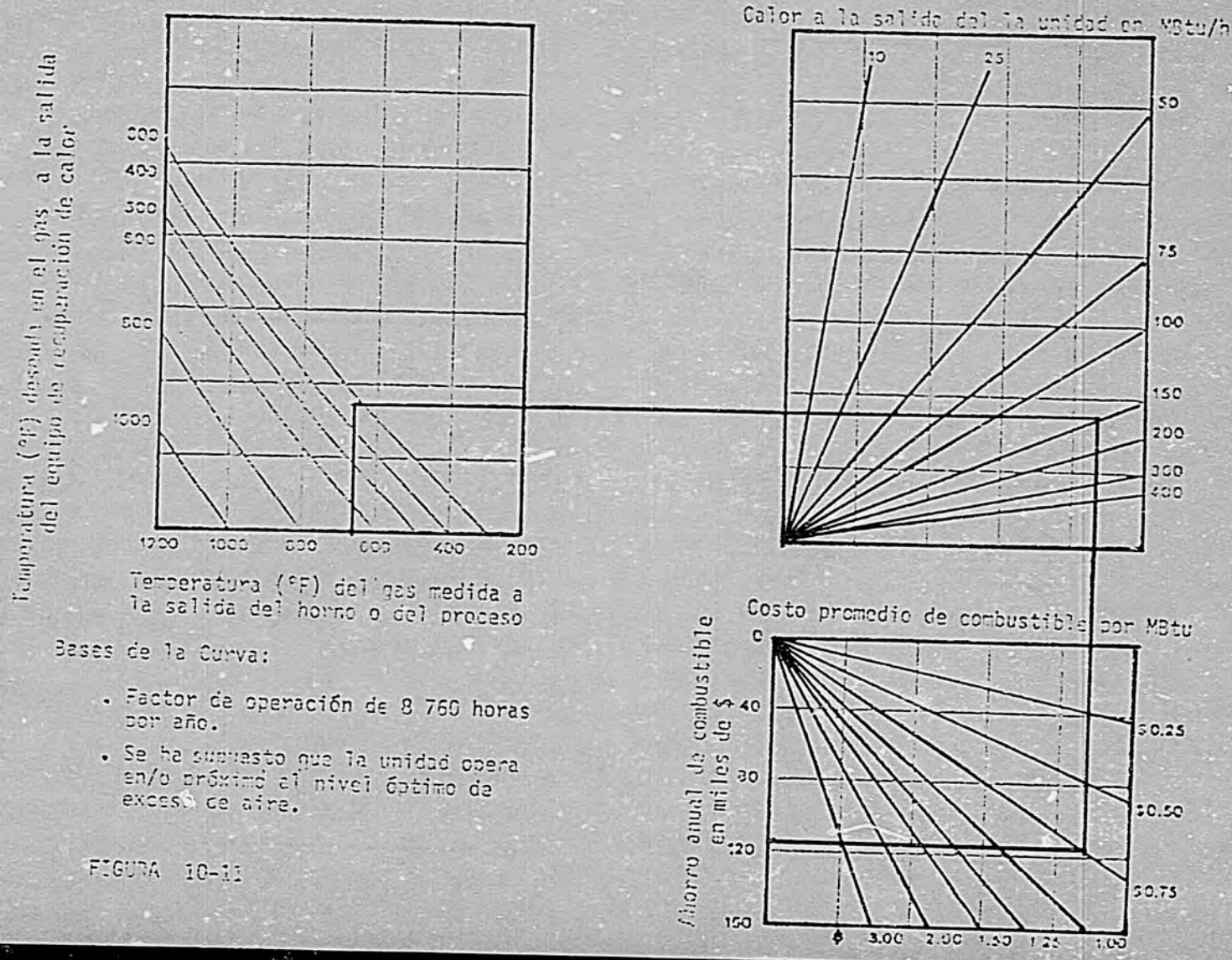


Bases de la curva

- Factor de operación de 8760 horas por año
- Se ha supuesto que la unidad opera en/o próximo al nivel óptimo de exceso de aire.

FIGURA 10-10

ACEITE COMBUSTIBLE No. 2. AHORRO ANUAL EN LA REDUCCION DE LA TEMPERATURA DE CHIMENEA.

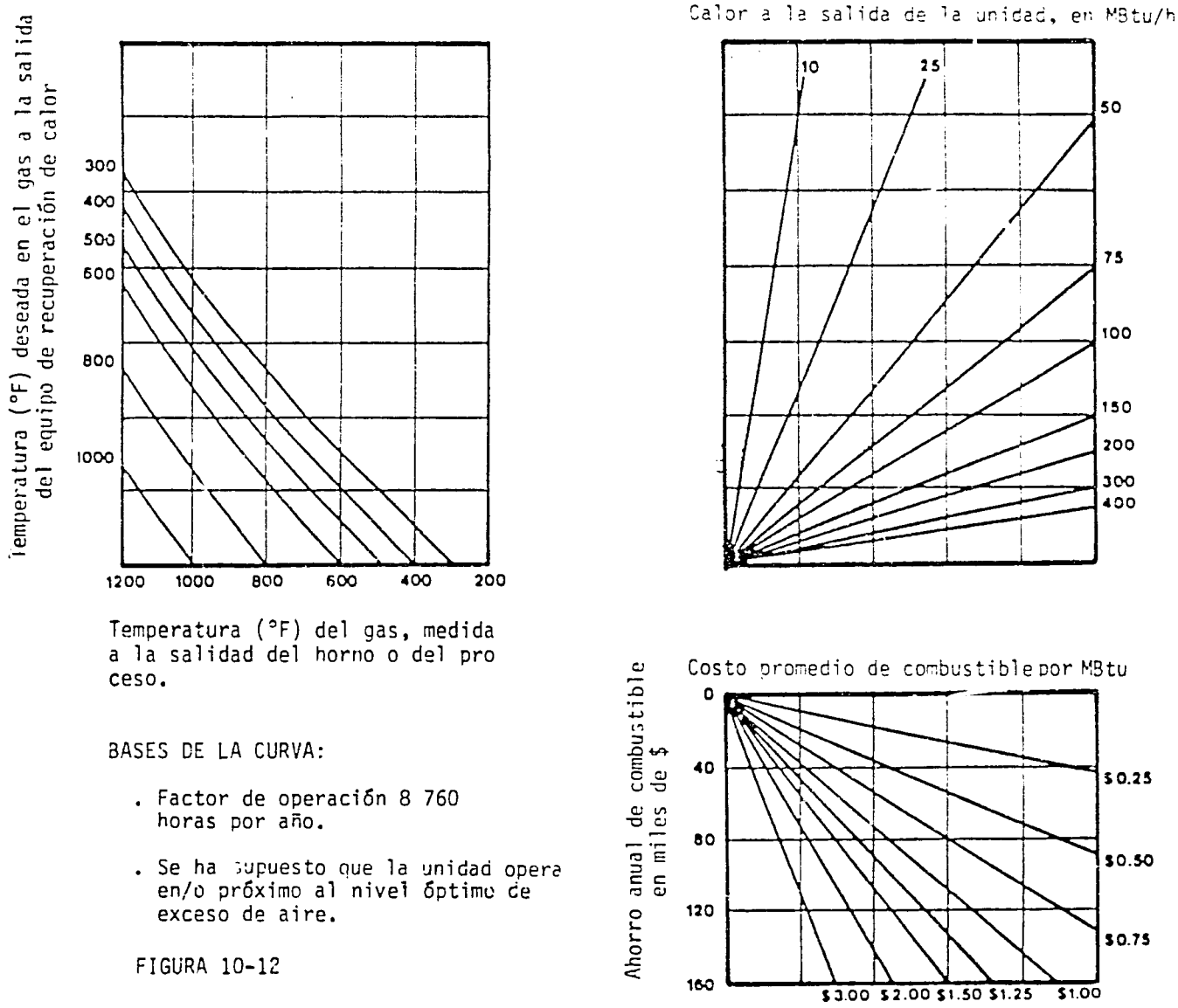


Bases de la Curva:

- Factor de operación de 8 760 horas por año.
- Se ha supuesto que la unidad opera en/o próximo al nivel óptimo de exceso de aire.

FIGURA 10-11

ACEITE COMBUSTIBLE No. 6. AHORRO ANUAL EN LA REDUCCION DE LA TEMPERATURA DE CHIMENEA.

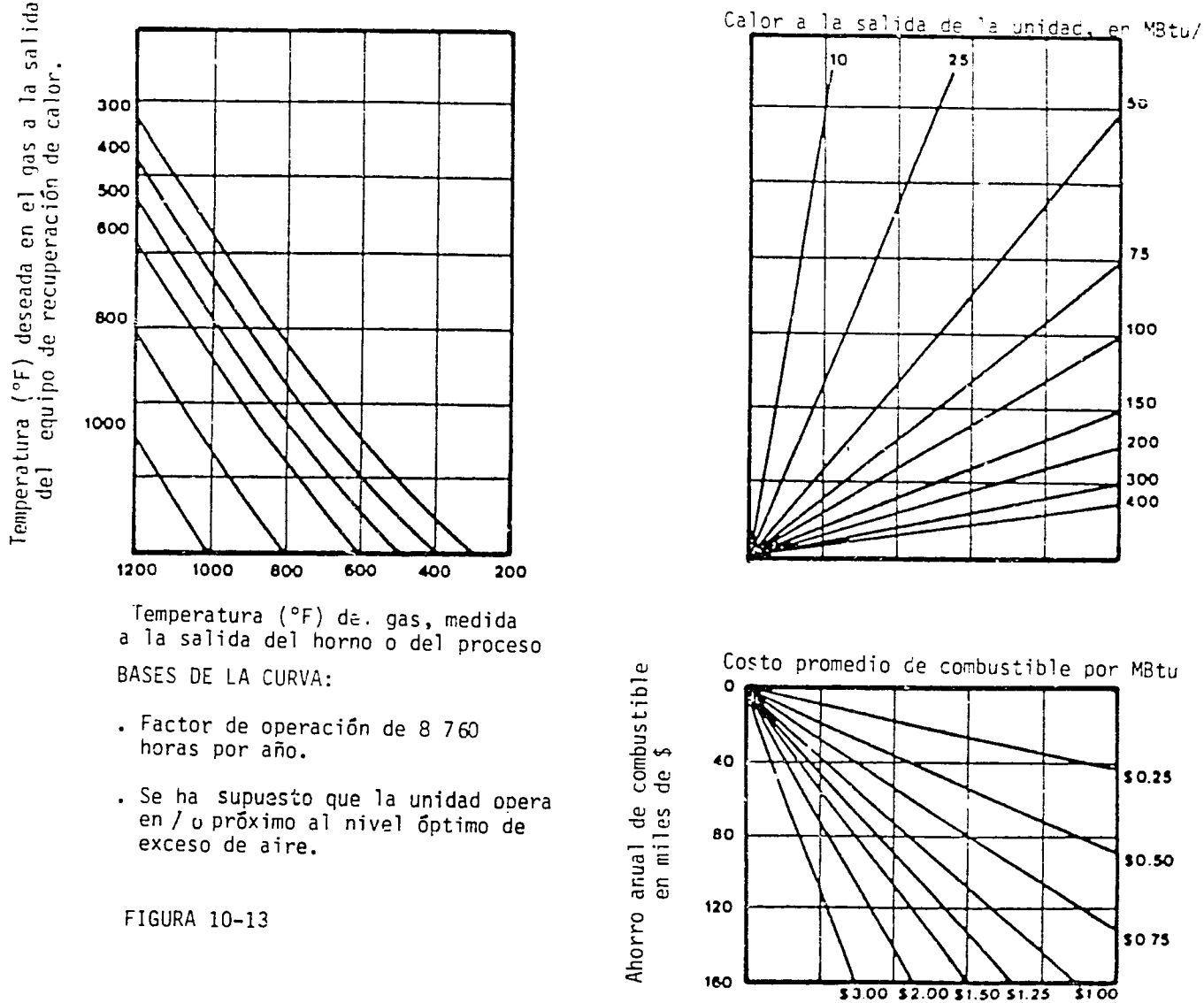


BASES DE LA CURVA:

- Factor de operación 8 760 horas por año.
- Se ha supuesto que la unidad opera en/o próximo al nivel óptimo de exceso de aire.

FIGURA 10-12

CARBON. AHORRO ANUAL EN LA REDUCCION DE LA TEMPERATURA DE CHIMENEA.

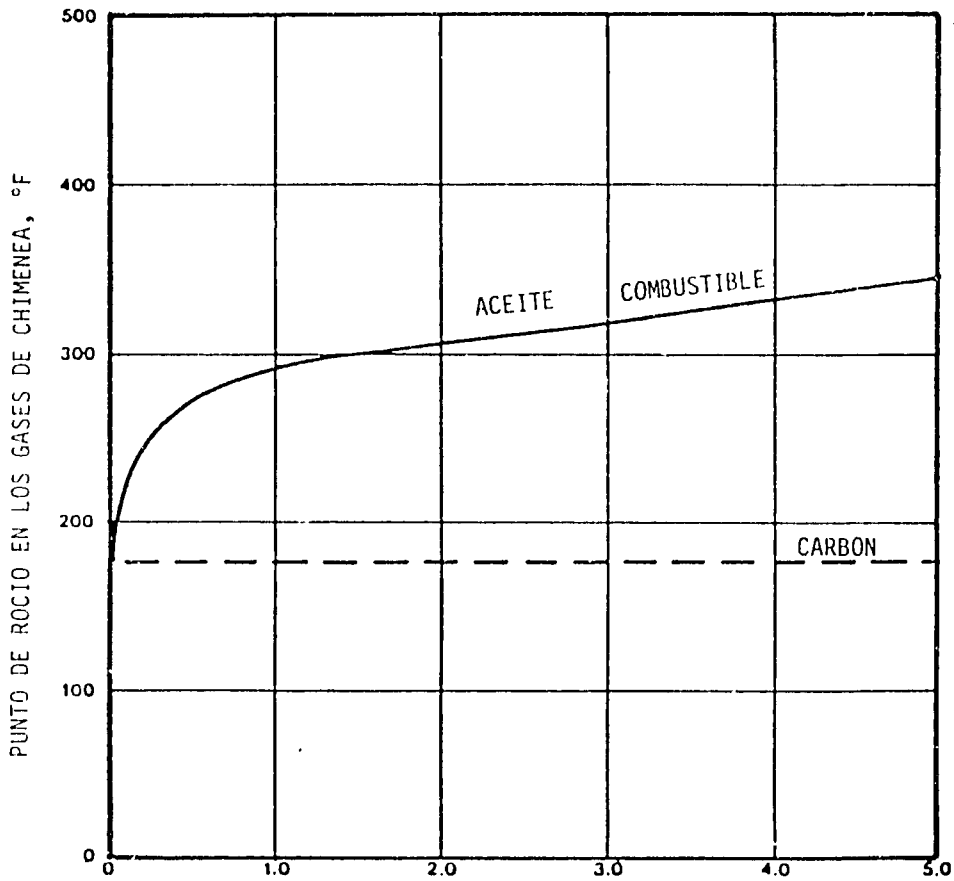


BASES DE LA CURVA:

- Factor de operación de 8 760 horas por año.
- Se ha supuesto que la unidad opera en / o próximo al nivel óptimo de exceso de aire.

FIGURA 10-13

PUNTO DE ROCIO EN LOS GASES DE CHIMENEA



% DE AZUFRE EN EL COMBUSTIBLE (como se quema)

Base de la curva:

Operación de la unidad en/o próximo al nivel óptimo de exceso de aire.

Figura 10-14

GUIA PARA SELECCIONAR

PRECALENTADORES DE AIRE CON GASES DE COMBUSTION

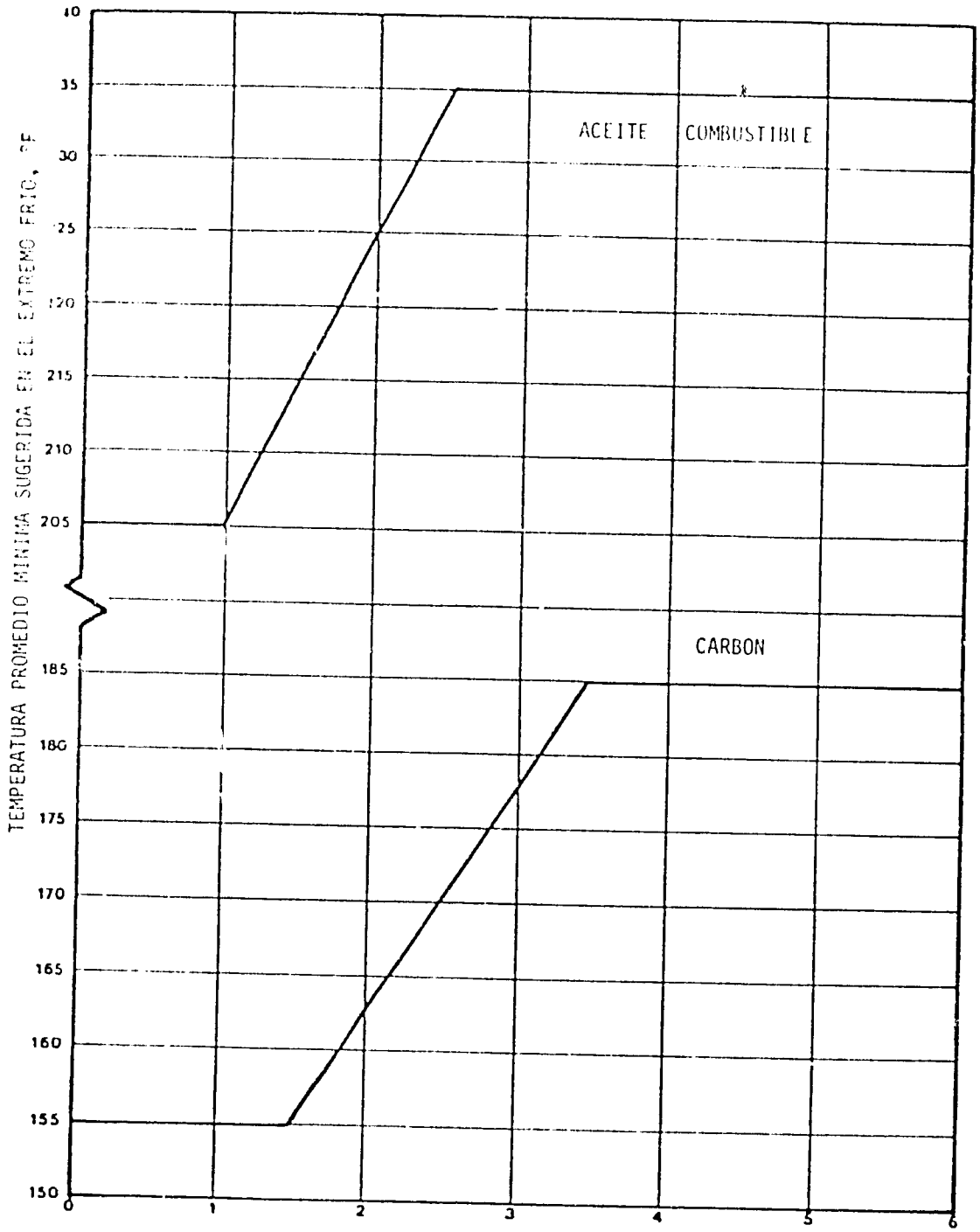


Figura 10 - 15

El siguiente ejemplo ilustra los beneficios económicos de recuperar el calor sensible de los gases de chimenea mediante el empleo de equipo de recuperación de calor

Determine los beneficios de instalar un precalentador de aire con gases de chimenea, en una caldera que tiene una producción máxima continua de 145 000 lb de vapor /h, a una presión de 210 psig y una temperatura de 475°F en la salida de sobrecalentador. El agua de alimentación es suministrada a 250 °F

Datos disponibles

Carga promedio de la caldera	125 000 lb de vapor/h
Presión del sobrecalentador	210 psig
Temperatura del sobrecalentador	475°F
Tipo de combustible	Aceite combustible #2
Contenido de azufre	0.5 % S
% O_2 medido	2 %
Temperatura de gases de chimenea	670°F
Tiempo de operación anual	8 500 hr
Calor entregado por la unidad según diseño	150 MBtu/h
Calor entregado por la unidad según operación	129 MBtu/h
Temperatura ambiente	80°F
Costo promedio del combustible	$0.75/MBtu

Análisis

De la Tabla II y figura 10-15 la temperatura práctica más baja del gas en la salida del precalentador de aire es:

$$Tg = 2\,T_{ce} - Ta$$

$$Tg = (2)\,(205) - 80$$

$$Tg = 330°F$$

De la figura 10-11

1a. Gráfica:

Temperatura del gas del horno	670°F
Temperatura deseada del gas en la salida del precalentador	33°F

2a. Gráfica:

Calor a extraer de la unidad según diseño	150 MBtu/h

3a. Gráfica:

Costo promedio de combustible	$ 0.75/MBtu
Ahorro anual de combustible	$ 112 000

AHORRO ANUAL DE COMBUSTIBLE CORREGIDO A LAS CONDICIONES ACTUALES DE OPERACION

$$\$ = (\text{Valor de la curva}) \times \frac{\text{Calor entregado s/operación}}{\text{Calor entregado s/diseño}} \times \frac{\text{horas de operación anual}}{8\ 760}$$

$$= (112\ 000) \times \frac{129\ \text{MBtu/h}}{150\ \text{MBtu/h}} \times \frac{8\ 500\ \text{h}}{8\ 760\ \text{h}}$$

$$= \$\ 93\ 500$$

En la selección de equipo de recuperación de calor se deben considerar adicionalmente los siguientes aspectos:

- Disponibilidad de espacio para acomodar superficie de calor adicional dentro de los límites de las paredes del horno o en área adyacente a la chimenea.

- Adecuada capacidad del ventilador de tiro forzado y/o tiro inducido a fin de vencer la resistencia adicional del equipo de recuperación de calor.

- Adapatabilidad de los sopladores de hollín para mantener limpias las superficies de transferencia de calor cuando el combustible forma ceniza y hollín.

- Consideraciones de diseño para mantener temperaturas promedio en el lado frío para aplicaciones del precalentador de aire con gases de chimenea, en ambientes fríos.

  Modificaciones requeridas para la conducción de los gases de chimenea y necesidades de aislamiento adicional.

  La instalación de soportes de acero estructural.

- Adecuada cabeza de bombeo para vencer el incremento en la caída de presión del fluido, cuando se utiliza un economizador.

- Necesidad de hacer desviaciones de tubería alrededor de los economizadores o precalentadores de aire.

- Propiedades corrosivas del gas que requieren materiales especiales.

- Incidencia de la llama directa en el equipo de recuperación.

10.8 MANTENIMIENTO Y OPERACION

Día a día los programas de operación y mantenimiento de los instrumentos de recuperación de calor, tienen un gran efecto sobre el nivel de eficiencia que ellos son capaces de mantener. Algunas sugerencias en esta área son:

- Mantener la operación en los niveles de exceso de aire propuesto así como la adecuada temperatura de salida para obtener una máxima eficiencia y buen rendimiento térmico de la unidad.

- Registrar el porcentaje de O_2 o exceso de aire equivalente, así como también la temperatura de salida, al menos una vez por turno, anotando la carga de la unidad y el combustible quemado.

- Usar analizadores de oxígeno con registradores gráficos para unidades mayores que 35×10^6 Btu/h de salida.

- Ante la formación de ceniza y hollín por los combustibles, mantener limpias las superficies soplando el hollín al menos una vez por turno.

- Establecer un programa de limpieza más frecuente cuando disminuya el rendimiento del intercambiador de calor debido a la quema de combustibles particularmente problemáticos.

- Los depósitos de suciedad pueden causar una operación con alto exceso de aire y temperaturas de chimenea más altas que lo normal para lograr producción de energía térmica deseada de la unidad. La suciedad puede ser detectada mediante el uso de medidores de pérdida de tiro o manómetros de agua. Periódicamente (una vez por semana) se registran los resultados.

- Para precalentadores de aire mediante gases de chimenea, el análisis de oxígeno debe hacerse una vez al mes antes y después de la superficie de calentamiento para fijar la condición de los sellos radiales y perimetrales. Si en dos lecturas consecutivas el O_2 varía en exceso del 1% la fuga de aire en el calentador es excesiva en perjuicio de la eficiencia de operación y la potencia del ventilador.

- Examinar semanalmente la operación de la compuerta del ventilador (damper). Hacer los ajustes necesarios para obtener el nivel de exceso de aire deseado.

- Establecer verificaciones diarias del equipo que analiza continuamente las condiciones del gas de chimenea Hacer calibraciones de equipo cada dos semanas.

- Establecer una guía en base a la experiencia del tiempo óptimo de limpieza y reemplazo de los cañones y boquillas del quemador.

  Solicitar mensualmente al proveedor un análisis del combustible entregado, debido a que la especificación del combustible puede cambiar, estableciendo un régimen diferente de operación.

- Analizar cada dos meses el contenido de hierro en la carga de la caldera. Es importante mantener limpias tanto las superficies internas como las externas para permitir la transferencia de calor.

TRATAMIENTO BASICO DE AGUA DE CALDERAS

Sección 11.0

11.1 INTRODUCCION

Esta Sección se ha previsto como una introducción al tratamiento de agua para la operación de calderas. El tema es complejo y los operadores necesitarán ayuda profesional de vez en cuando para la solución de problemas específicos. El material de esta Sección está diseñado para poner al corriente, al operador, de los requisitos para el tratamiento, y las técnicas que ya se encuentran disponibles.

Es fácil preguntarse el porqué nadie ha descubierto un fluido que transfiera el calor mejor que el agua para ser usado en los sistemas de calderas. La razón es que el agua absorbe más calor para una elevación de temperatura dada, que cualquier otra sustancia inorgánica común. El agua es la única sustancia común que existe en tres formas a temperaturas normales: hielo, agua y vapor. Se expande 1 600 veces conforme se evapora a la presión atmosférica; el vapor formado es capaz de contener grandes cantidades de calor.

El tratamiento de agua en calderas industriales de vapor es de gran importancia por tres razones básicas. Primera, porque protege y asegura una larga vida a la caldera, a las líneas que alimentan el vapor, a las líneas de retorno de condensado y al equipo complementario, evitando daños por corrosión e incrustaciones. Segunda, porque produce vapor de mejor calidad, utilizado en diversos procesos industriales. Tercera, y la más importante, porque un tratamiento apropiado del agua optimizará la transferencia de calor por control de las impurezas, que de otra manera producirían incrustaciones aisladoras y elementos corrosivos.

11.2 IMPUREZAS EN EL AGUA

El ciclo hidrológico es el nombre con el que se describe el proceso mediante el cual el agua obtiene sus distintos contaminantes. El agua se evapora en los océanos debido al calentamiento solar y forma nubes de humedad. El aire húmedo se mezcla con aire más frío, o se desplaza a zonas más frías iniciándose la condensación de las nubes en forma de lluvia que cae a la tierra. Conforme la lluvia cae, disuelve dióxido de carbono y oxígeno. Estos dos gases cambian las propiedades del agua considerablemente. Cuando el agua que contiene ácido carbónico entra en contacto en el suelo con piedra caliza, se disuelve el calcio agregando dureza al agua. Dureza es el término común utilizado para describir aquella agua que es "dura" para el lavado de ropa. Consume más jabón, porque la dureza reacciona con el jabón soluble, formando un precipitado pegajoso.

Los compuestos químicos presentes en el agua son clasificados como ácidos, álcalis y sales. Los ácidos están compuestos de un ion hidrógeno y el llamado "radical ácido", que incluye cloruros, bicarbonatos, carbona

tos, sulfatos, nitratos y fosfatos. Los álcalis están formados por iones hidroxil-metálicos. Cuando un ácido reacciona con una base (álcali), se forman sales que son una combinación del ion metal en el álcali y el radical ácido (por ejemplo, sulfato de calcio, $CaSO_4$ y cloruro de sodio, NaCl). Las sales tienen distintas solubilidades en el agua y están en el límite de ácido a base cuando se disuelven en el agua. A continuación se describen brevemente las sales que normalmente se encuentran en el agua.

Carbonato y bicarbonato de calcio

Aproximadamente todas las aguas contienen dióxido de carbono, o ácido carbónico gaseoso. Cuando el agua que contiene este gas entra en contacto con piedra caliza, actúa como un ácido formando el carbonato de calcio, bicarbonato de calcio, o carbonato ácido de calcio de acuerdo a la ecuación:

$$CaCO_3 + H_2O + CO_2 \longrightarrow Ca(HCO_3)_2$$

En tanto haya suficiente dióxido de carbono en el agua, esta sal permanece en solución. Pero si este gas es separado de la solución, por ebullición, se inicia el proceso inverso; descomponiéndose el carbonato ácido de calcio, liberando el dióxido de carbono y regresando al carbonato de calcio. Puesto que este último no es muy soluble en el agua, se separa de la solución como una sustancia sólida, blanca y cristalina.

Carbonato y bicarbonato de magnesio

De una manera general, lo que se ha dicho acerca del carbonato de calcio y bicarbonato de calcio puede también decirse acerca del carbonato y bicarbonato de magnesio. El agua que contiene dióxido de carbono disuelve el carbonato de magnesio de la misma manera como disuelve el carbonato de calcio, pero el carbonato de magnesio es mucho más soluble que el anterior, bajo las mismas condiciones. De tal manera que, para eliminar el magnesio antes de que entre a la caldera, es transformado a un hidrato soluble o compuesto hidróxido.

Sulfato de calcio

Su fórmula química es $CaSO_4$. Esta sal es conocida familiarmente como yeso. Contiene cierta cantidad de agua en sus cristales. Si esta agua es parcialmente separada, se forma lo que se conoce como "yeso de París". Las cualidades de fraguado de esta sustancia se deben a su reabsorción de agua y formación de cristales. El sulfato de calcio es bastante soluble en agua a temperaturas ordinarias. Cuando la temperatura de la solución se eleva arriba del punto de ebullición del agua y a presión atmosférica, el sulfato de calcio viene a ser menos soluble. Debido a que el agua en las calderas es concentrada bajo alta presión y temperatura, el yeso se precipita del agua y se deposita como una incrustación muy dura y fina.

Sulfato de magnesio

Su fórmula química es $MgSO_4$. Es conocido comúnmente como "Sales de Epsom". Es un sólido blanco muy soluble. Si esta sal está exclusivamente presente en la caldera, su única acción es reaccionar con el agua misma. Esto ocurre principalmente en la interfase agua-metal. El sulfato de magnesio en esta interfase reacciona con el agua para producir hidróxido de magnesio y ácido sulfúrico. El hidróxido de magnesio es muy insoluble y forma incrustaciones y el ácido sulfúrico es muy corrosivo y atacará el material de la caldera. La reacción química es como sigue:

$$MgSO_4 + H_2O \rightarrow Mg(OH)_2 + H_2SO_4$$

Cloruro de magnesio

Su fórmula química es $MgCl_2$. Esta es también una sal muy soluble que reacciona con el agua en la interfase agua-metal de una manera similar al sulfato de magnesio, de acuerdo a la reacción siguiente:

$$MgCl_2 + H_2O \rightarrow M_g(OH)_2 + 2HCl$$

El ácido clorhídrico (HCl) corroe el hierro de la caldera. Este HCl es un gas y si está suficientemente concentrado, hará que el agua líquida corroa la caldera arriba del nivel de agua.

Cloruro de sodio

Su fórmula química es NaCl. Esta sustancia es conocida como "sal común". Es muy soluble e inofensiva con respecto a la producción de incrustaciones. Puede formar la solución de sal necesaria para crear una acción de "batería", si están presentes las otras condiciones necesarias para la corrosión.

Sulfato de sodio

Su fórmula química es Na_2SO_4. El efecto del sulfato de sodio es muy similar al del cloruro de sodio, excepto que su solución es un conductor eléctrico más pobre.

Carbonato de sodio

Su fórmula química es Na_2CO_3. Esta sal es conocida familiarmente como "Soda ash" (o ceniza de soda). En aguas que contienen considerable dióxido de carbono, parte de ella es convertida a bicarbonato de sodio, $NaHCO_3$. Cuando una solución de bicarbonato hierve, libera dióxido de carbono y pasa enteramente a convertirse en carbonato de sodio. El Na_2CO_3 es muy soluble. En soluciones concentradas se considera más propensa a formar espuma, en comparación a otras sales de sodio. También reacciona

con el agua para dar soda caústica o hidróxido de sodio. Esta sustancia cuando está concentrada es una fuente de peligro que conduce al agrietamiento del acero y su consecuente ruptura.

Nitrato de sodio

Su fórmula química es $NaNO_3$. Esta sal es comúnmente llamada "salitre de Chile". Es extremadamente soluble y su único efecto es que contribuye a la corrosión, debido a que libera rápidamente parte de su oxígeno.

Sales de potasio

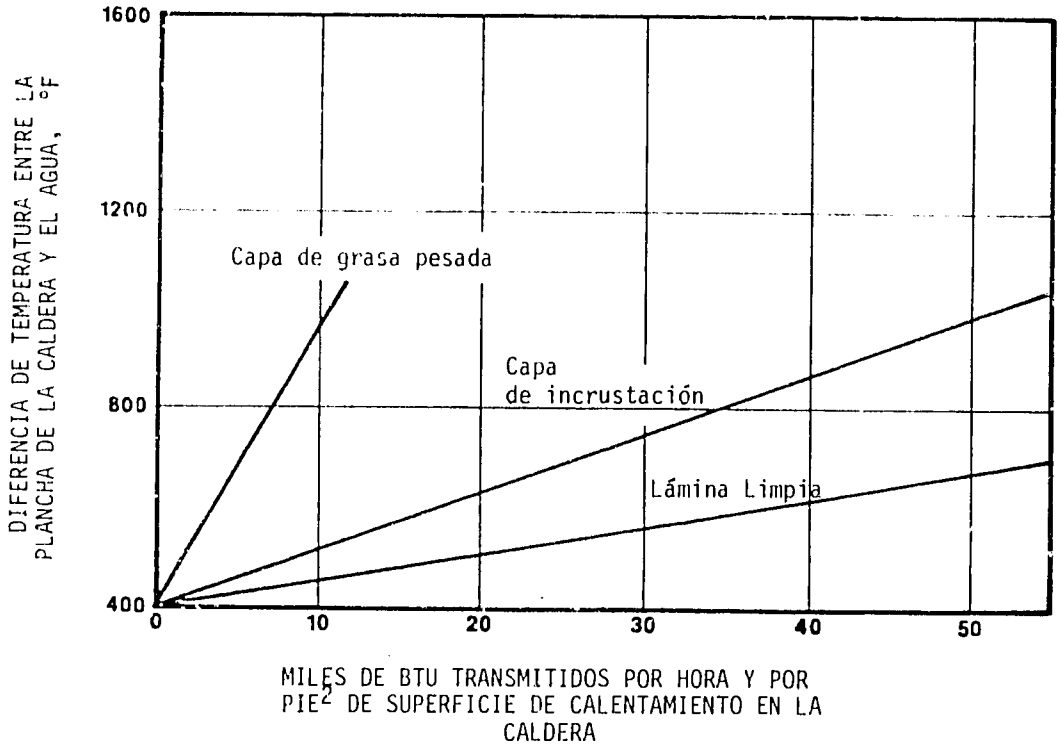
Sus propiedades son idénticas a las de las sales de sodio. Para todo propósito práctico, los metales alcalinos sodio y potasio pueden determinarse y reportarse juntos como sodio.

11.3 PROBLEMAS CAUSADOS POR AGUA DE BAJA CALIDAD

Incrustación y lodo

El mayor problema causado por un agua de baja calidad es la formación de incrustaciones y depósitos. El término "incrustación" describe una capa de material que se adhiere continuamente a las superficies de la caldera expuestas al agua, o sea la superficie de intercambio de calor. "Lodo" es un término general que se aplica al material acumulado en las secciones con menor turbulencia del interior de la caldera y del sistema de conducción de agua. La formación de incrustación es indeseable debido a que su efecto aislante causa sobrecalentamiento y eventualmente daña el metal. El lodo, a menudo, causa obstrucciones en áreas críticas, tales como en los cabezales de los tubos de las paredes de agua, en las líneas de purga y en los visores de vidrio. Por consiguiente, cuando se forman incrustaciones en los tubos de la caldera, no es posible mantener el régimen de transferencia de calor para el cual fue diseñada la caldera; además esto trae como resultado que se sobrecaliente el metal. La Gráfica 11-1, muestra el efecto de la incrustación en la transmisión de calor.

La Gráfica 11-2 responde a la pregunta de ¿Cuánta incrustación se acumula en una caldera, por año? Si se tiene una caldera que produce 10 000 libras de vapor por hora, y la dureza del agua es de 20 ppm, las libras potenciales de incrustación que entran en la caldera cada año, son aproximadamente de 2 000 lb. ¡Esto es una tonelada!. Si por otra parte, la dureza del agua es de 5 ppm, se obtienen menos de 500 lb de incrustación por año. En otras palabras, a mejor calidad del agua que entra a la caldera, menor será la incrustación. Las incrustaciones también producen una reducción en la superficie de calentamiento de las calderas acuotubulares, porque la circunferencia interna de los tubos se reduce de tamaño.

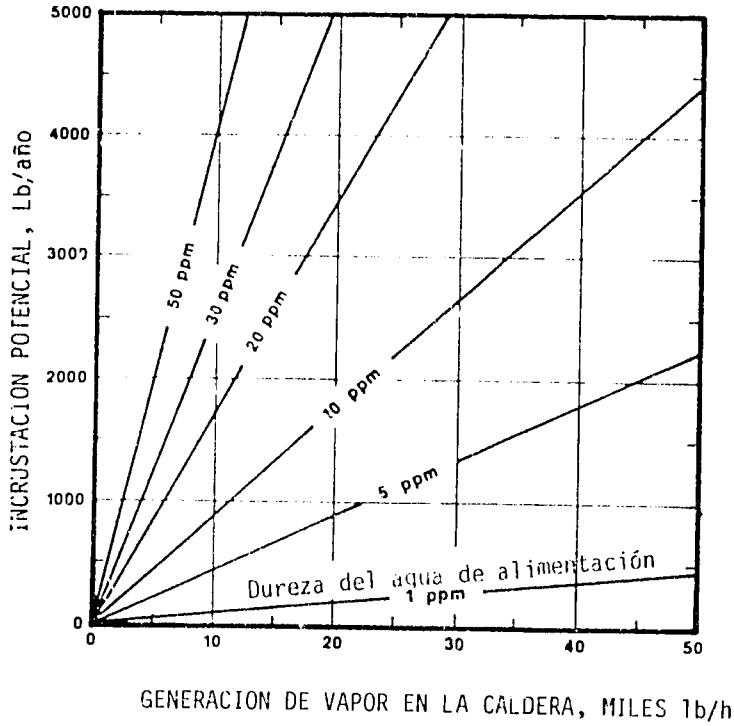


Gráfica 11-1. Efecto de las incrustaciones en la transmisión de calor.

Cualquier incrustación en la caldera es desde todo punto de vista indeseable, porque produce pérdidas de eficiencia del combustible y aumento en los costos de reparación y de mantenimiento.

Arrastre

El agua de caldera de baja calidad da como resultado que se produzca vapor de baja calidad. Hay cuatro causas comunes de arrastres de agua líquida por el vapor: la formación de espuma, la expulsión de gotas de agua, el cebado y las fugas. La formación de espuma como el jabón se presenta como burbujas en la superficie del agua y sale con el vapor. La expulsión de gotas de agua, es similar a la efervescencia de la champaña, en donde se forma espuma no estable, pero se expulsan gotas de la superficie líquida. El cebado es debido a la agitación repentina en el agua de la caldera, causado por un cambio rápido en la carga. Esta es probablemente la causa mas común de que existan arrastres en el vapor en calderas industriales livianas. Las fugas consisten en pérdidas de agua de caldera debidas a un mal diseño o instalación de separadores de vapor. Los



Gráfica 11-2. Incrustación potencial de la caldera

problemas causados por los arrastres son depósitos y corrosión en las líneas de condensado, trampas, bombas y tanques de almacenamiento, contaminación en los procesos industriales y el efecto combinado de los productos de corrosión en el condensado que se depositan en el interior de los tubos de la caldera.

Corrosión

Los gases disueltos y distintos minerales causan corrosión en las superficies internas de la caldera y tuberías. Al considerar el problema de la corrosión, es importante notar que es necesario cubrir todas las superficies con una capa de óxido de hierro magnético (Fe_3O_4) como una barrera para prevenir la corrosión. Este óxido es magnético y de color negro en comparación con la herrumbre que es de color rojizo. La corrosión tiene lugar cuando se quiebra la capa protectora de Fe_3O_4, y el acero queda directamente expuesto al contacto con las impurezas del agua.

La corroxión puede también ser causada por el pH del agua (corrosión por hidrógeno), oxígeno y dióxido de carbono disueltos y por tratamiento con agentes químicos. La "corrosión por hidrógeno" ocurre porque los iones

de hidrógeno (medidos por el pH) pueden ionizar, es decir, remover electrones del hierro que está disuelto en el agua. La corrosión por dióxido de carbono ocurre principalmente en el condensado, por formación de un ácido débil que corroe de la misma manera que la "corrosión por hidrógeno", anteriormente descrita. Finalmente, el tratamiento químico puede causar corrosión debido a niveles de exceso en el tratamiento, o debido a la alta concentración local. El hidróxido de sodio y los agentes de quelación son las substancias químicas de mayor importancia en esta categoría. La concentración local tiene lugar en áreas de la caldera en donde una capa porosa de óxido de hierro permite que el agente químico se introduzca antes de ser disuelto por el agua circulante en la caldera. La capa protectora se rompe, causando corrosión y ataque localizado en forma de cráteres.

II.4 TIPOS DE TRATAMIENTO DE AGUA

Hay dos tipos básicos de tratamiento de agua, externo e interno. El tratamiento externo consiste en la reducción o remoción de las impurezas del agua afuera de la caldera. En general, el tratamiento externo es usado cuando la cantidad de una o más de las impurezas del agua de alimentación es demasiada alta para ser tratada dentro de la caldera. Los métodos de tratamiento externo son: ablandamiento, evaporación, desaereación, intercambio iónico y ósmosis inversa.

El tratamiento interno es el acondicionamiento de las impurezas dentro de la propia caldera. Las reacciones se realizan, ya sea en las líneas de alimentación, o bien en el interior de la caldera. Este tratamiento puede ser aplicado solo, o en combinación con el tratamiento externo. El propósito del tratamiento interno es lograr una reacción apropiada para reducir la dureza del agua, controlar la corrosión, el oxígeno disuelto, y prevenir los arrastres de vapor en las líneas.

Una variedad de productos químicos se utilizan en el tratamiento interno de las calderas. Los fosfatos han sido los principales productos empleados en el acondicionamiento de la incrustación en calderas, hasta el desarrollo, en años recientes, de algunos productos químicos como quelatos y polímeros. Estos últimos tienen la ventaja, respecto a los fosfatos, de mantener las superficies metálicas libres de incrustaciones. Todos los tratamientos internos -ya sea con fosfatos, quelatos o polímeros- acondicionan el calcio y el magnesio en el agua de alimentación. Los quelatos y los polímeros forman complejos solubles con las sales responsables de la dureza del agua, mientras que los fosfatos hacen que se precipite la dureza. Acondicionadores de lodos, materiales orgánicos naturales y polímeros sintéticos se utilizan también para ayudar al acondicionamiento de la dureza precipitada. Los acondicionadores más comunes de lodo son: taninos, ligninas, almidones y polímeros sintéticos. Estos materiales pueden ser seleccionados y procesados de tal manera que sean efectivos y estables a las presiones de operación de la caldera. Ciertos materiales orgánicos sintéticos, son recomendados y usados como agentes antiespumantes. Para la substracción del oxígeno del agua se utiliza sulfito de sodio e hidracina. La protección de los sistemas de condensado se realiza mediante el uso de aminas volátiles neutralizadoras o inhibidores de película volátiles.

Los distintos productos químicos para el tratamiento interno se alimentan de formas diferentes. Los métodos comunes de alimentación utilizan tanques de soluciones químicas con bombas dosificadoras. En general, los productos químicos para tratamiento de agua de calderas (fosfatos, quelatos, cáusticos) se agregan directamente al agua de alimentación en un punto después de la desaereación, pero antes de la entrada al domo superior de la caldera. Ciertos fosfatos (tipo orto), se alimentan a través de una línea separada que descarga hacia ese domo superior. Los productos químicos deben descargarse en la sección de alimentación de la caldera, de tal manera que las reacciones ocurran en el agua, antes de que ésta entre al área de generación de vapor. Los que se agregan para reaccionar con el oxígeno disuelto (sulfito, hidracina), deben alimentarse continuamente y lo más distante posible de la caldera. Similarmente, los utilizados para prevenir las incrustaciones y la corrosión, (compuestos cáusticos y compuestos orgánicos) deben también alimentarse continuamente. Los productos químicos usados para prevenir la corrosión en el sistema de condensado, pueden alimentarse directamente al vapor, al agua de alimentación o al cuerpo de la caldera, dependiendo del tipo de substancia química que se use.

Las aminas neutralizantes son generalmente alimentadas directamente a la línea de entrada del agua, o al domo superior de la caldera. Las aminas de película volátil, son casi siempre alimentadas directamente al domo inferior de vapor, en donde sí tendrá lugar una buena distribución química.

La dosificación de agentes químicos está basada en la cantidad de impurezas que contenga el agua de alimentación. Por ejemplo, la cantidad de aditivos químicos para el tratamiento del agua dependerá de la dureza de esta última; la cantidad de sulfito de sodio o hidracina depende de la cantidad de oxígeno disuelto en el agua. Adicionalmente, durante el tratamiento, es necesario agregar un exceso adecuado del agente químico para mantener una cantidad residual en el agua de la caldera. Este residuo implica cierta seguridad y sirve como base para el control del tratamiento.

Los análisis de rutina para el control del agua de caldera varían de acuerdo al tipo de tratamiento químico usado, y generalmente incluyen pruebas de alcalinidad, fosfatos, quelatos, hidracina, sulfito, color orgánico, pH y sólidos totales disueltos.

11.5 PURGA

El tratamiento de agua es un aspecto importante de la operación de una caldera, que puede afectar la eficiencia o causar daños a la planta si no se atiende adecuadamente. El agua de alimentación de una caldera contiene impurezas en solución o en suspensión. Estas impurezas se concentran en el agua, puesto que el vapor generado es esencialmente puro. Un tratamiento interno apropiado remueve total o parcialmente las incrustaciones en forma de sales de calcio y magnesio de la solución. Si estos sólidos suspendidos llegaran a concentrarse más allá de ciertos límites, se formará un depósito o incrustación en las superficies de calentamiento de la caldera, lo que retardará la transferencia de calor y aumentará la temperatura de los tubos

metálicos. Esto puede conducir a aumentar la temperatura de los gases de chimenea, lo que reduce la eficiencia de la caldera. Aún más importante puede ser la probabilidad de falla de los tubos del horno por sobrecalentamiento como resultado del efecto de aislamiento de las incrustaciones en las superficies en contacto con el agua. Una alta concentración de sólidos también puede interferir con la operación apropiada de los aparatos separadores de vapor en el domo de la caldera causando arrastre de agua con el vapor. Si está instalado un sobrecalentador, los sólidos podrían depositarse sobre las superficies provocando el sobrecalentamiento del metal, o podrían salir con el vapor sobrecalentado. Las partículas de sólidos contenidas en el vapor pueden causar problemas adicionales por corrosión o depósito en las turbinas y válvulas.

La concentración de sólidos suspendidos y disueltos en el agua de calderas se controla por la remoción de agua con alto contenido de sólidos y su reemplazo con agua de alimentación con bajo contenido de sólidos. Este proceso que se conoce con el nombre de purga puede ser intermitente, en el fondo de la caldera, o continuo. La purga de fondo o purga de lodos es necesaria para remover cualquier lodo acumulado en la parte más baja del sistema de la caldera. La purga continua es tomada en el punto más alto de la concentración de sólidos, generalmente de la parte superior del domo de separación de vapor o del cuerpo de la caldera (según el tipo de caldera).

La purga intermitente de fondo puede ser suficiente si el agua de alimentación es excepcionalmente pura, como en el caso de mantener un alto porcentaje de condensado retroalimentado, o agua de alimentación previamente evaporada. La purga intermitente se realiza manualmente y, por ende, puede ocasionar amplias fluctuaciones en los patrones de purga. Se prefiere la aplicación de purgas cortas y frecuentes, en oposición a purgas de larga duración e infrecuentes, debido a que son menores las pérdidas del agua tratada y las pérdidas de energía como calor sensible en el agua desperdiciada. Los ahorros de combustible que utilizan esta técnica dependen de los patrones existentes de purga intermitente.

La purga continua de la parte superior del domo o tambor de la caldera, puede sustituir a la purga intermitente del fondo, posibilitanto el uso de sistemas de recuperación de calor, tal como se discutió en la Sección 10.

Una gran variedad de aplicaciones industriales utiliza un alto porcentaje de agua fresca, que contiene cantidades variables de impurezas. La razón de purga que es definida como la relación de agua purgada respecto a la cantidad de agua alimentada, puede variar hasta un 10 por ciento dependiendo del contenido de impurezas en el agua de alimentación y de la concentración permitida para el agua de la caldera. Por ejemplo, la concentración máxima permitida de sólidos disueltos en el agua de calderas es de 3 500 ppm a 300 psig o presiones de operación más bajas. Si el agua de alimentación contiene 350 ppm de sólidos totales, se necesitará mantener una razón de purga de un 10 por ciento para mantener el nivel de sólidos en la caldera a 3 500 ppm. El calor perdido asociado con la purga de un 10 por ciento, es aproximadamente el 3 por ciento si no se recuperara nada del calor sensible que contiene el agua purgada. Casi todo

este calor puede recuperarse con un sistema de purga continua, incorporando intercambiadores de calor que enfríen la purga a una temperatura entre 20 y 30°F, con agua fresca en contracorriente, como se discutió en la Sección 10. El ahorro potencial es proporcional a la cantidad de agua de purga requerida, la que a su vez depende del porcentaje y pureza del agua fresca de alimentación. El tratamiento del agua antes de que entre a la caldera puede también reducir los requerimientos de la purga. Es conveniente consultar a una firma especializada en tratamientos de agua, con el fin de determinar si el tratamiento previo del agua podría proporcionar ahorros. Según sea el tipo de impurezas así será el tipo de equipo y métodos de tratamiento que serían considerados para obtener mejores resultados en casos muy específicos.

11.6 EQUIPO USADO PARA EL TRATAMIENTO DE DESECHOS

Filtros

La función principal de los filtros en el control de calidad del agua, después de un proceso de tratamiento por precipitación, es remover los sólidos suspendidos del agua y el lodo coagulado.

Existen dos tipos: los filtros a presión y los filtros por gravedad. El filtro a presión opera en un tanque bajo presión y es más compacto que el filtro por gravedad; a su vez puede operar a temperaturas más altas con menores caídas de presión. Una desventaja de estos filtros de presión es su inaccesibilidad para inspeccionar el lecho de filtrado.

El filtro contiene un lecho de material filtrante, usualmente arena o antracita. La arena no es recomendable para altas temperaturas, debido a que constituye una fuente de sílice.

Los filtros son diseñados para flujos descendentes de agua contaminada, entre 2 y 3 galones por minuto por cada pie cuadrado de área de filtrado. La caída de presión normal a través del filtro es de uno a dos pies de agua. Una caída de presión que exceda los 10 pies de agua, indica la necesidad de limpiar el filtro. Para lavar el filtro adecuadamente se fuerza un caudal de agua limpia 5 veces mayor que el flujo normal y en sentido inverso, por un periodo de 10 a 20 minutos.

Suavizador o Ablandador

El propósito de un ablandador es reducir la dureza del agua. Uno de estos suavizadores que utilizan resina de intercambio iónico (ciclo de sodio) se ilustra en la Figura 11-3. El equipo consiste básicamente de dos tanques, uno que contiene el lecho de intercambio iónico y el otro que contiene una salmuera para regeneración del material.

Durante la operación normal el agua "dura" desciende a través del lecho de zeolita y luego hacia la línea de agua suavizada. Esta resina de intercambio iónico debe ser regenerada periódicamente mediante el lavado

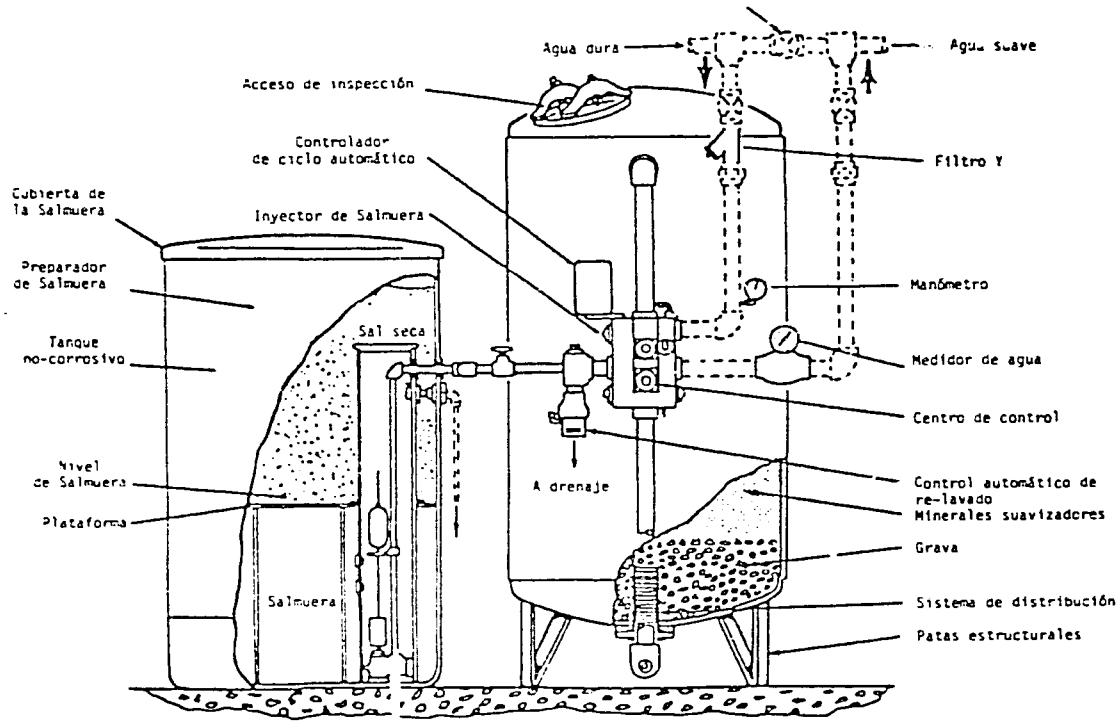


Figura 11-3. SUAVIZADOR DE AGUA

con la solución de salmuera en flujo inverso, proveniente del segundo tanque. Este ciclo de lavado por reflujo se determina normalmente por un contador de tiempo automático de acuerdo al flujo y dureza del agua. Existen sistemas de control más especializados que logran el ahorro de productos químicos en base a la medición de la dureza del agua de salida.

Existe un cierto número de problemas que pueden ocurrir con los suavizadores de agua de intercambio iónico. El hierro o los sólidos suspendidos pueden cubrir el lecho, desactivándolo. El cloro que contiene el agua de suministro de la ciudad también degrada la resina. Si se deja que esta resina se seque, puede agrietarse y romperse finalmente; algunas resinas no resisten altas temperaturas.

Equipo removedor de oxígeno

El método más simple para eliminar el oxígeno, es por medio de un tanque abierto que contiene el agua y el oxígeno disuelto y en el cual se provee vapor a través de serpentines para calentar el agua y así liberar el oxígeno. La operación de este sistema puede mejorarse cerrando el tanque, adaptándole un ventilador de aire y calentando el agua a una temperatura mayor de 212°F. A este conjunto se le denomina calentador-desaereador. El sistema puede ser mejorado aún más incorporando métodos para dispersar el agua y de esta manera favorecer el contacto íntimo entre el vapor y las gotas de agua. A tal sistema se el denomina desaereador simplemente y existen dos tipos como se ilustran en las figuras 11-4 y 11-5. En el desaereador con rociador (spray deaerator) el agua se dispersa a través del vapor y al calentarse a una temperatura cercana a la del vapor remueve el 90 por ciento o más del oxígeno disuelto. Luego el agua se rocía en una sección de atomización instalada en el fondo, de donde se bombea hacia la caldera. El segundo tipo de desaereador consiste de una serie de bandejas, sobre las cuales se deja caer el agua, provocando una dispersión en gotas; aquí se pone el vapor en contacto íntimo con el agua para remover el oxígeno. El rendimiento típico del equipo utilizado para remover el oxígeno del agua se indica a continuación:

Rendimiento típico del equipo eliminador de oxígeno

Tipo	Presión (psig)	Temperatura (°F)	Oxígeno a la salida (ppm)
Calentador abierto	atmosférica	160-210	0.5 - 1.0
Calentador desaereador	1 - 15	215-250	0.04
Desaereador	1 - 15	215-250	0.007

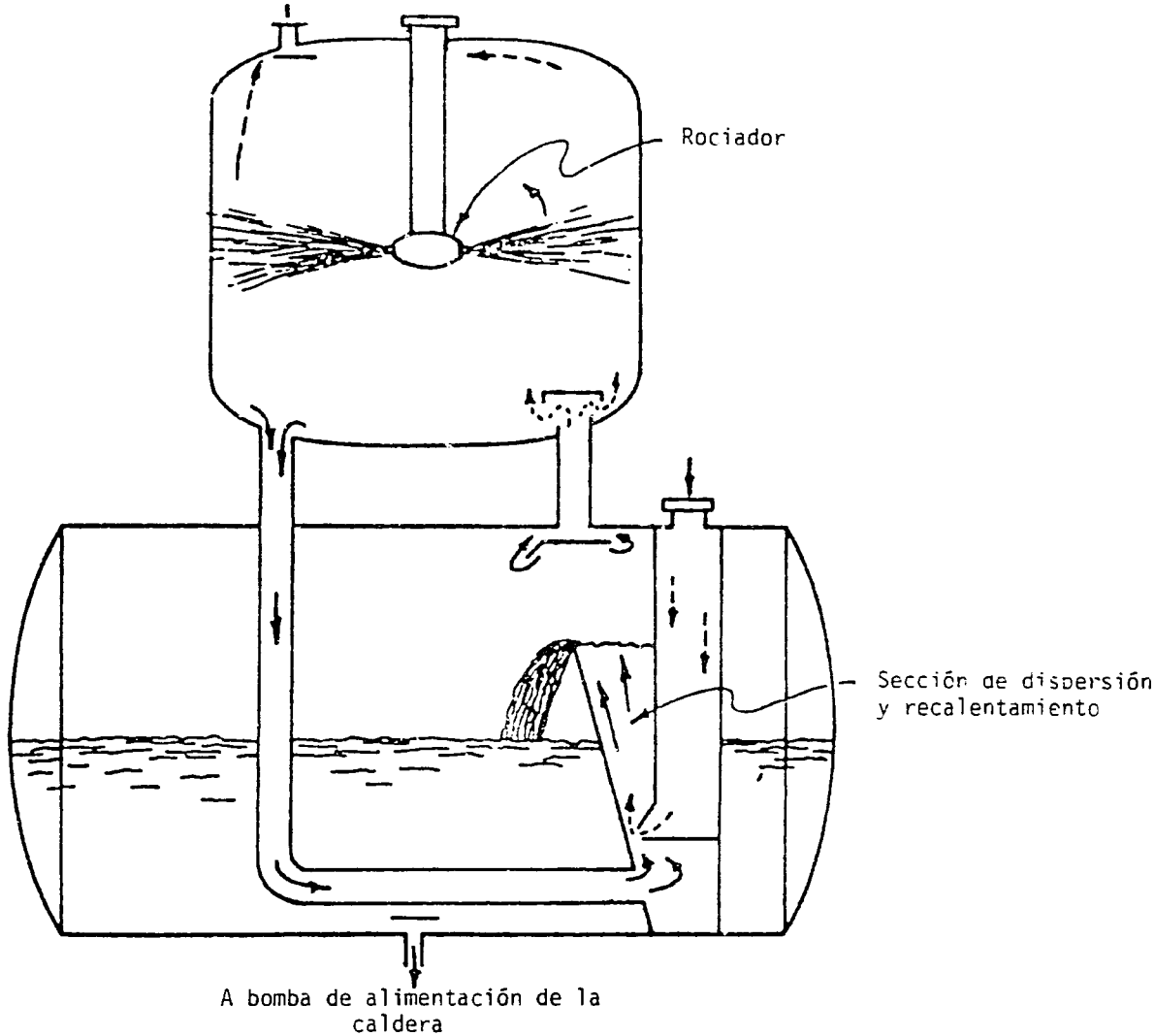


Figura 11-4

Típico calentador con rociador

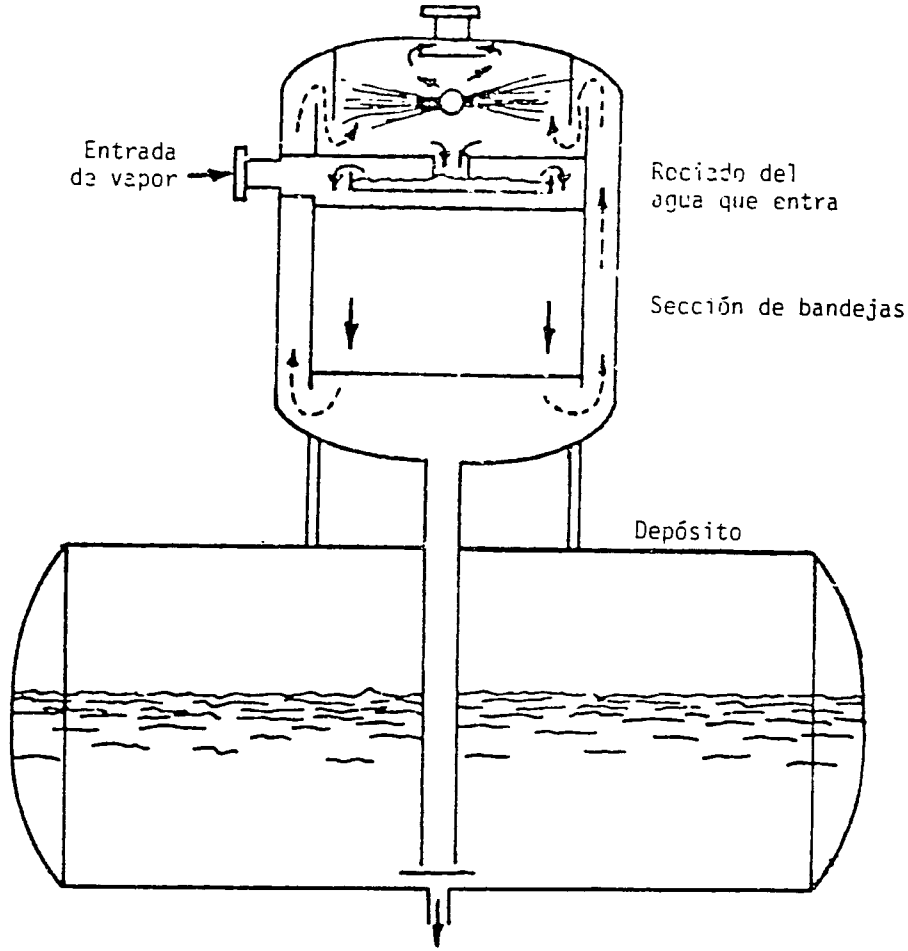


Figura 11-5

Calentador tipo Bandeja

Sistema de alimentación de substancia químicas

El lugar apropiado para la alimentación de productos químicos ha sido descrito en la sección anterior. Para la alimentación de aditivos químicos pueden usarse varios sistemas. Estos pueden ser continuos o discontinuos (batch). El sistema continuo básico consiste de un tanque de solución química, desde el cual se bombea la solución dosificándola. La bomba puede estar equipada con diferentes niveles de controles que incluyen: (1) un ajuste manual de alimentación de agua, (2) un flujo de alimentación automáticamente controlado por el régimen de alimentación y/o por la calidad del agua que ha de tratarse, y (3) el régimen de alimentación controlado por algún parámetro indicador de la calidad del agua tratada. El sistema continuo se recomienda para toda aplicación dado que la calidad del agua puede controlarse cuidadosamente y reducirse al mínimo el uso de productos químicos.

El sistema de tratamiento discontinuo (batch) implica la adición directa o por bombeo de los aditivos químicos, para establecer un control por un período de tiempo considerable. Debe utilizarse solamente como una medida temporal.

A P E N D I C E S

CARACTERISTICAS DE COMBUSTIBLES

Apéndice A

A.0 INTRODUCCION

A pesar de que otros combustibles opcionales, tales como la madera, han empezado a ganar popularidad (EUA), los combustibles más ampliamente usados en calderas industriales son los hidrocarburos: gas natural, aceites combustibles y carbón mineral.

Quizás la característica más importante de cualquier combustible es su poder calorífico. Este se re iere a la cantidad de calor generado en la combustión completa de una unidad dada de combustible. Para una sustancia de composición invariable, este será un valor constante entre una muestra y otra.

El Cuadro A-1 contiene el poder calorífico de distintas substancias puras que aparecen como combustibles comunes. Note que el cuadro da tanto el poder calorífico alto como el poder calorífico bajo del combustible. El poder calorífico alto (también conocido como el valor calorífico total) incluye el calor latente de vaporización del vapor de agua contenida en los productos de la combustión; el poder calorífico bajo (o valor calorífico neto) no incluye el calor latente de vaporización del vapor de agua. Generalmente, el poder calorífico alto es el que se utiliza para caracterizar a un combustible dado.

A.1 COMBUSTIBLES GASEOSOS

El gas natural está compuesto principalmente de metano y es esencialmente incoloro e inodoro; por esa razón se le agregan odorantes como ayuda para su detección para fines de seguridad. Como su nombre lo indica, este gas es de origen natural y se le encuentra en bolsas en los niveles superiores de pozos petroleros y de gas. El contenido de metano en el gas natural en las condiciones de entrega por el distribuidor está normalmente entre un 70 a 96 por ciento, el resto puede ser etano (1 a 14 por ciento), propano (0 a 4 por ciento), butano (0 a 2 por ciento), pentano (0 a 0.5 por ciento), hexano (0. a 0.2 por ciento), dióxido de carbono (0 a 2 por ciento), oxígeno (0 a 1.2 por ciento) y nitrógeno (0.4 a 17 por ciento). La variación en la composición del gas natural depende de su origen geográfico.

El intervalo del poder calorífico del gas natural está entre 900 a 1 200 Btu por pie cúbico; pero lo más común es encontrar en cualquier muestra dada, que este valor se sitúa entre 1 000 y 1 070 Btu por pie cúbico.

El gas licuado de petróleo (LPG) está compuesto principalmente de propano y butano, y ocasionalmente con cantidades significativas de propileno, butileno e isobutano. Las proporciones relativas varían y

CUADRO A-1

PODER CALORIFICO

Substancia	Fórmula molecular	Poder calorífico Alto, Btu/lb*	Poder calorífico bajo, Btu/lb
Carbono (a CO)	C	3,950	3,950
Carbono (a CO_2)	C	14,093	14,093
Monóxido de carbono	CO	4,347	4,347
Hidrógeno	H_2	61,095	51,023
Metano	CH_4	23,875	21,495
Etano	C_2H_6	22,323	20,418
Propano	C_3H_8	21,669	19,937
Butano	C_4H_{10}	21,321	19,678
Etileno	C_2H_4	21,636	20,275
Propileno	C_3H_6	21,048	19,687
Acetileno	C_2H_2	21,502	20,769
Azufre (a SO_2)	S	3,980	3,980
Azufre (a SO_3)	S	5,940	5,940
Sulfuro de hidrógeno	H_2S	7,097	6,537

*A 60°F, 30 pulg. mercurio, seco. Substraer 1.74 % del valor en Btu para gases saturados con vapor de agua a 60°F.

dependen del proceso de refinamiento que se utilice. Los tres tipos de LPG más comúnmente disponibles son butano, propano y una mezcla de ambos. El poder calorífico puede estimarse, si se sabe su composición, utilizando como referencia el Cuadro A-1.

A.2 ACEITES COMBUSTIBLES

Dependiendo de su peso relativo los aceites combustibles se dividen en grados. Se producen por destilación fraccionada del petróleo (crudo). Los aceites más livianos, como los de grado 1 y 2, se conocen como aceites combustibles destilados, mientras que los de grado 4, 5 y 6 son más pesados y se conocen como aceites combustibles residuales.

El aceite combustible de grado 1 se utiliza en quemadores del tipo vaporizante, y cuando se quema adecuadamente produce un mínimo de residuos. El grado 2 es un poco más pesado y se fabrica para utilizarse en quemadores del tipo de presión-atomizadora (quemadores de pistola). Estos quemadores rocían el aceite en la cámara de combustión, en donde el vapor del aceite atomizado se mezcla con aire para quemarse. El aceite combustible de grado 2 es uno de los más usados como combustible para calderas industriales.

El aceite de grado 4, aunque algunas veces se trata de un destilado del tipo pesado, es generalmente un aceite residual liviano. También se utiliza en quemadores-atomizadores, pero éstos están diseñados para funcionar con viscosidades más altas que aquellos que se usan con el aceite de grado 2. El aceite de grado 5 (liviano) es aún más viscoso y puede necesitar precalentamiento, dependiendo del clima y del tipo de equipo que se utilice. El de grado 5 (pesado) se usa similarmente como el No. 5 liviano, pero es más viscoso y generalmente necesita precalentamiento para manejarse y quemarse. El de grado No. 6, también conocido como Bunker C, es altamente viscoso y sí necesita precalentamiento en tanques de almacenamiento entre 90 a 120°F para poder bombiarse, con un precalentamiento adicional en el quemador entre 165 a 200°F para ser atomizado.

En el Cuadro A-2 se resume un número de características de los aceites combustibles. El punto de inflamabilidad (flash point) es la temperatura máxima a la que el aceite puede manejarse y almacenarse sin que ocurrra ignición espontánea. El punto de escurrimiento (pour poin) es la temperatura más baja a la cual el aceite puede fluir. La gravedad API es un valor que está relacionado con el peso específico, la que a su vez constituye la relación entre el peso de un volumen dado de aceite a 60°F y el peso de igual volumen de agua a la misma temperatura. La viscosidad es una medida de la resistencia del aceite al flujo. La viscosidad Saybolt Universal está expresada en segundos de tiempo que necesitan 60 centímetros cúbicos de líquido para pasar por un orificio de tamaño normalizado a una temperatura dada (100°F en el Cuadro A-2).

CUADRO A-2

CARACTERISTICAS REPRESENTATIVAS DE ACEITES COMBUSTIBLES

Grado	°F Punto de inflamabilidad	°F Punto de escurrimiento	Gravedad Grados API	Densidad lb/galón	Viscosidad Saybolt Univ (Seg)	Contenido Prom. de azufre %	Poder calorif. Btu/galón
No. 1	100	0	38-45	5.95-6.68	28-33	.081	137,000-132,900
No. 2	100	15	30-38	7.30-6.96	33-38	0.25	141,600-137,000
No. 4	130	20	20-28	7.79-7.40	45-125	0.87	148,100-143,100
No. 5 (liviano)	130	45	17-22	7.94-7.69	150-300	1.35	150,000-146,800
No. 5 (pesado)	130	50	14-18	8.08-7.89	350-750	1.52	152,000-149,400
No. 6	150	75	8-15	8.45-8.05	900-9000	1.60	155,900-151,300

A.3 CARBON

El carbón mineral se originó por la transformación de restos vegetales durante millones de años. La turba, que puede considerarse un carbón inmaduro, se formó debido a la acción química y bacteriana sobre esos restos vegetales y por subsecuentes acciones de presión y calor que la convirtieron en las variedades o categorías de carbón que ahora se conocen. Debido a las diferencias en el grado de metamorfosis que sucedió en diferentes lugares, el carbón no es uniforme en su composición. No existen dos carbones idénticos.

Los carbones se clasifican por su rango, el cual se relaciona con el grado de metamorfosis sufrida. El Cuadro A-3 ilustra las características típicas de varios de estos rangos; sin embargo, dado que no hay líneas divisorias bien definidas, su clasificación es básicamente arbitraria.

El carbón antracítico es generalmente limpio, denso y duro, y no produce mucho polvo al manejarse. Es relativamente difícil encenderlo, pero una vez encendido se quema libremente. Arde uniformemente, sin humo, se caracteriza porque forma una llama corta y requiere poca atención al alimentar la parrilla entre quemas.

El carbón de grado bituminoso cubre una gran variedad de categorías, desde el bituminoso de grado bajo del oeste hasta el de alto rango del este de los Estados Unidos. Sus propiedades de aglomerado varían desde el tipo que no se aglomera (quemado-libre) hasta el carbón que se funde. La mayoría de los carbones bituminosos resisten el desmoronamiento lo suficiente para no contener partículas muy finas. Generalmente encienden fácilmente y arden libremente con una gran variedad de longitudes de llama. Si no se queman adecuadamente este tipo de carbones producen un humo denso.

Los carbones sub-bituminosos se originaron en el oeste de los Estados Unidos. Cuando se extraen contienen gran cantidad de humedad y se quiebran al secarse. Encienden rápida y fácilmente y es un hecho que pueden arder espontáneamente cuando están almacenados. Se queman con una llama mediana y esencialmente no se aglomeran; producen poco humo y hollín.

Los carbones ligníticos tienen una composición parecida a la madera, tienen un bajo poder calorífico, un alto contenido de humedad y son limpios para manejarse. Tienen una mayor tendencia a desintegrarse durante el secamiento que la que tienen los carbones sub-bituminosos y una mayor inclinación a encender espontáneamente. Arden lentamente debido a su gran contenido de humedad y no se aglomeran. Producen muy poco humo u hollín.

La materia volátil en el carbón mineral es la parte que se separa en forma de gas cuando el carbón se calienta a temperaturas normalizadas de prueba. Este gas se compone de numerosos gases orgánicos y varían entre una clase de carbón y otra. El carbón fijo es el residuo del combustible que queda después que se ha desprendido la materia volátil. Por supuesto que no es carbón puro, y generalmente representa la parte del carbón que debe quemarse en estado sólido. El azufre, debido a sus efectos corrosivos y contaminantes al oxidarse, se considera como un constituyente del carbón sumamente indeseable.

CUADRO A-3

CARACTERISTICAS TIPICAS DEL CARBON MINERAL

Clase	Grupo	% Humedad	Carbón fijo %	Materias Volátiles (%)	Azufre %	Poder Calorífico Btu/lb
Antracitas	Meta-antracita	16.3	80.5	3.2	.9	11,500
	Antracita	4.8	89.6	5.6	.7	14,300
	Semiantracita	2.8	85.7	11.5	1.1	15,000
Bituminoso	Bajo-volátil bituminoso	3.1	78.2	18.7	1.2	15,200
	Medio-volátil bituminoso	2.2	71.8	26.0	1.5	15,200
	Alto-volátil bituminoso	2.4	59.1	38.5	1.5	14,800
	Alto-volátil bituminoso -B-	9.5	49.7	40.5	3.0	13,100
	Alto-volátil bituminoso -C-	15.9	44.9	39.2	3.5	12,000
Subbituminoso	Subbituminoso A	17.5	46.4	36.1	1.0	11,000
	Subbituminoso B	23.2	42.1	34.7	1.0	10,000
	Subbituminoso C	26.9	40.5	32.6	1.0	9,200
Lignitico	Lignita A	39.1	31.4	29.5	1.0	7,400
	Lignita B	39.5	30.5	28.7	1.0	7,400

CONSIDERACIONES SOBRE CONTAMINACION AMBIENTAL

Apéndice B

B.0 INTRODUCCION

Los gases de escape de todos los aparatos de combustión contienen una variedad de subproductos, algunos de los cuales se consideran contaminantes del ambiente. Algunos de estos contaminantes son en sí mismos tóxicos, mientras que otros representan peligros indirectos para la salud, en virtud de su capacidad para reaccionar con otros contaminantes presentes en el aire y formar compuestos más peligrosos. Además, estos contaminantes tienen diferentes orígenes que hacen que estén presentes en los gases de combustión. Algunos están más relacionados con la composición del combustible, mientras que otros dependen de la característica del proceso de la quema del combustible, y son sensibles al diseño, y variables de la operación de los sistemas de combustión.

La Agencia para la Protección Ambiental en los Estados Unidos (EPA) ha identificado seis contaminantes principales que generalmente emiten las calderas, y ha establecido normas de control de emisión para proteger la salud pública. Estos seis contaminantes son:

1. Partículas de material
2. Dióxido de azufre
3. Oxidos de nitrógeno
4. Monóxido de carbono
5. Hidrocarburos
6. Oxidantes

A continuación se describen brevemente estos contaminantes incluyendo sus principales efectos en la salud, los métodos de formación en los sistemas de combustión de las calderas, y las medidas comunes que se aplican para evitar su emisión en las chimeneas de las calderas. Esta información se incluye en este Manual, para familiarizar a los operadores y a otras personas que tengan relación con calderas, en cuanto a las principales características de contaminantes de la combustión. Frecuentemente, los reglamentos de contaminación ambiental o el criterio relativo a la operación que imponen los operadores de aparatos de combustión no coinciden con los principios de salud y el medio ambiente.

B.1 PARTICULAS DE MATERIAL

Las partículas de material son la parte no gaseosa de los escapes de combustión, que consiste de todo el material sólido y líquido (con excepción de las gotas de agua) que está suspendido en los gases de escape. Se puede definir, en general, como cualquier material que no pasaría por un filtro muy fino. Las partículas de material que se originan en el proceso de combustión pueden variar en diámetro menores a una micra (menos de una millonésima de metro) hasta un diámetro milimétrico (milésimas de metro). Las partículas más grandes no llegan muy lejos en la atmósfera, y

comúnmente caen a tierra cerca de la fuente de combustión. Las partículas pequeñas, que forman la mayor parte del material, pueden permanecer en la atmósfera por largos períodos de tiempo y contribuyen a la formación de bruma o neblina y oscurecen la visibilidad a larga distancia. Estas "partículas finas" son potencialmente las más peligrosas para la salud, ya que pueden fácilmente entrar por los pequeños pasajes del tracto respiratorio durante la respiración normal.

Las partículas de material pueden estar compuestas de una gran variedad de elementos, incluyendo combustible sin quemar, compuestos de azufre, carbón, constituyentes de ceniza en el combustible (incluyendo muchos metales tóxicos), y aun polvo no combustible que entra en el sistema con el aire de combustión. Muchos de estos materiales han sido identificados como elementos peligrosos para la salud y cuando se dispersan en el aire como partículas finas, pueden ser inhaladas y subsecuentemente absorbidas por el cuerpo.

El inhalar altas concentraciones de materia en partículas, también puede irritar o bloquear las superficies del tracto respiratorio, produciendo la reducción de la capacidad de respiración, temporal o permanente y causando daños físicos. La ingestión oral de estas partículas puede suceder cuando caen sobre la vegetación y cosechas de plantas alimenticias.

La cantidad y composición de partículas generadas en las calderas, se ven afectadas por varios factores que comprenden el tipo de combustible en uso, el modo de operación de la caldera, y las características de combustión de los quemadores y el horno. El diseño de los quemadores y los modos de operación con fines de lograr una combustión total y eficiente, generalmente reducirá las fracciones de partículas que contengan material combustible. Desde el punto de vista de la operación de una caldera, es ideal disminuir estos materiales derivados del combustible, ya que representan energía desperdiciada por combustible no quemado y que puede causar dificultades internas en el horno en forma de material depositado o humo indeseable en la chimenea. La relación de combustible/aire en el quemador es uno de los parámetros más importantes que pueden influir en la cantidad generada de partículas de material.

El gas natural y la mayoría de aceites combustibles, son aludidos como combustibles primarios de "quemado limpio", debido a su baja tendencia a formar combustibles sólidos (humo, hollín, carbón, etc.) y por su bajo contenido de cenizas. En comparación, algunos aceites combustibles pesados y la mayoría de los carbones minerales contienen cantidades sustanciales de cenizas, que subsecuentemente forman la mayor parte de partículas de materia no combustible generadas en el horno. Para el caso del carbón mineral, la ceniza puede formar parte de hasta el 20 por ciento o más del peso total del combustible quemado. Prevenir su formación en el interior de la caldera es una de las mayores consideraciones que se toman en cuenta al diseñar la misma.

En algunos diseños de calderas, la mayoría de las cenizas del carbón escapa con los gases de chimenea, pero el uso de varios equipos de control permite reducciones significativas de partículas que puedan escapar al am-

biente. Estos equipos emplean varias técnicas para remover las partículas de los gases que emite la chimenea, que incluyen filtros, separación mecánica y precipitación electrostática. Se ha probado que muchos diseños de tales equipos pueden remover más del 99 por ciento de partículas y que pueden utilizarse también en calderas de aceites combustibles, donde se exija control de la emisión de partículas.

B.2 DIOXIDO DE AZUFRE

El SO_2 es un gas incoloro, no inflamable, que puede "sentirse" en concentraciones menores de 1 parte por millón en el aire. En concentraciones más altas tiene un olor acre e irritante.

El dióxido de azufre (cuyo símbolo es SO_2) se forma durante el proceso de combustión cuando el azufre (S) que contiene el combustible se combina con el oxígeno (O_2) del aire de combustión. El trióxido de azufre (SO_3) es otro óxido de azufre que tiene origen similar. El SO_2 en conjunto con el SO_3 forman los óxidos totales de azufre, generalmente conocidos como "SO_x". El SO_3 generado en la caldera está normalmente entre el 3 y 5 por ciento del total de SO_x.

Con excepción de los compuestos de azufre que están presentes en las partículas de materiales, todo el azufre que contiene inicialmente el combustible se convierte en SO_2 y SO_3. Antes de abandonar la chimenea el SO_3 puede combinarse con la humedad de los gases de escape para formar ácido sulfúrico que se condensa en partículas líquidas, o permanece suspendido en los gases de chimenea en forma de un rocío ácido. En la atmósfera, una parte del SO_2 se convierte en SO_3 para formar ácido sulfúrico, al combinarse con la humedad del aire. El SO_3 también puede formar otros componentes de azufre, tales como los sulfatos.

Los sulfatos y el rocío ácido contribuyen significativamente a reducir la visibilidad en la atmósfera. Otros de los mayores efectos contaminantes lo constituyen la corrosión de materiales expuestos al aire, y el daño que causa a la vegetación. Los efectos adversos a la salud que producen los óxidos de azufre, el ácido sulfúrico y algunos sulfatos están relacionados principalmente con la irritación del tracto respiratorio. Estos efectos pueden ser temporales o permanentes e incluyen la obstrucción de los pasajes y daños a las superficies de los pulmones.

La cantidad de los óxidos de azufre generados en la caldera depende del contenido de azufre en el combustible y no del diseño o condiciones de operación de la caldera. Regular la cantidad de azufre permitido en el combustible es un método primario de controlar las emisiones de SO_x. En aquellos lugares donde se utilizan combustibles con alto contenido de azufre puede ser efectivo el uso de lavadores de gas (Scrubbers) para remover el SO_2 de los gases de combustión.

B.3 OXIDOS DE NITROGENO

El óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO_2) son las dos formas de óxidos de nitrógeno que se generan en el proceso de combustión

de una caldera; juntos estos dos compuestos se conocen como óxidos totales de nitrógeno, o simplemente NO_x. El NO es un gas incoloro e inodoro y no se considera dañino a la salud en las concentraciones que normalmente se encuentran en la atmósfera. El NO_2 es una substancia generalmente dañina. A pesar de que el NO_2 es típicamente un 5 por ciento o menos de los óxidos de nitrógeno (NO_x) que emite una caldera, una gran fracción del NO se convierte a NO_2 en la atmósfera. Este es un gas de color amarillo-café que puede afectar la visibilidad atmosférica. También tiene un olor acre dulzón y puede detectarse en concentraciones que algunas veces alcanza a contaminar el aire. En concentraciones muy altas (100 partes por millón), si se inhala puede ser fatal. En exposiciones prolongadas a muy bajas concentraciones puede causar daños pulmonares y enfermedades respiratorias.

En las calderas industriales se alcanzan temperaturas en el orden de los 3 500°F en la zona de la llama, y a tales temperaturas la presencia de oxígeno y nitrógeno combinados producen fracciones que forman NO_x. Los óxidos de nitrógeno formados de esta manera son difíciles de evitar, ya que los tres ingredientes (oxígeno, nitrógeno y la alta temperatura) son partes integrales del proceso de combustión. El nitrógeno es el principal constituyente del aire de combustión y su eliminación resultaría imprácticа. La mayoría de técnicas de disminución de los óxidos de nitrógeno (NO_x) en las calderas, se orientan normalmente a reducir ya sea la temperatura de la llama del horno, la disponibilidad de oxígeno, o ambas. Estas incluyen una operación con un bajo exceso de aire, una combustión gradual y recirculación de los gases de chimenea. Aunque estas operaciones limitan la formación del NO_x en el horno, en el futuro pueden desarrollarse técnicas que "laven" el NO_x de los gases de escape antes de que entren a la chimenea. El proceso de desulfurización y otros tratamientos de "limpieza" del combustible están asociados con los beneficios de reducir la presencia de nitrógeno del propio combustible. El oxígeno y la temperatura son parámetros importantes de la llama que afectan la estabilidad, la liberación de calor radiante, la quema del combustible, la apariencia de la llama y otros factores relacionados con la operación de la caldera. Por consiguiente, las técnicas de disminución efectiva del NO_x involucran más que la simple reducción de los niveles de emisión de NO_x.

Igual consideración debe dársele a estos otros factores para asegurar una operación eficiente, segura y confiable. Este aspecto de lograr la disminución de la emisión del NO_x incluirá una cierta cantidad de interpretación subjetiva de las condiciones de la llama en el horno, juntamente con una evaluación de la eficiencia de la caldera, condiciones del vapor y otros factores operativos del sistema.

Los óxidos de nitrógeno que se producen por la combinación del oxígeno y el nitrógeno presentes en el aire atmosférico y bajo la influencia de la alta temperatura en la llama, son generalmente conocidos como "óxidos de nitrógeno térmicos" (NO_x térmicos). Los combustibles convencionales en forma líquida o sólida (y aún algunos combustible de gas natural) contienen cantidades de compuestos nitrogenados. Una parte de este nitrógeno también se combina con el oxígeno en la llama para producir lo que se conoce como "óxido de nitrógeno del combustible"; éste, más el óxido de nitrógeno térmico constituyen la totalidad de la emisión de los óxidos de nitrógeno (NO_x).

La formación de "óxido de nitrógeno del combustible" no tiene una explicación muy clara; existen evidencias de que este óxido puede reducirse al disminuir la cantidad de oxígeno en la llama. Las emisiones del "óxido de nitrógeno térmico" se reducen con la disminución del exceso de aire. Al cambiar a un combustible que contiene menos nitrógeno, también se reducirá la emisión total de NO_x; sin embargo, esto no puede siempre anticiparse debido a las variciaciones dentro de los mismo tipos de combustible (por ejemplo, aceite combustible No. 6 ó Bunker C, carbón mineral bituminoso, etc.) Debe también mencionarse que las variaciones en la medición de los óxidos de nitrógeno totales efectuadas en todo el intervalo de operación de la caldera, pueden ser el resultado de efectos combinados de 2 de ambas fuentes de NO_x.

Finalmente, mientras que la disponibilidad de oxígeno y la temperatura de la llama influyen mayoritariamente como parámetros de la combustión afectando la formación de óxidos de nitrógeno, los niveles absolutos de estos óxidos emitidos por la chimenea también dependerán de otros factores.

Los diferentes tipos de combustibles mostrarán sus propias características en la emisión de NO_x. Esto es consecuencia de la variación en el contenido de nitrógeno del combustible, así como diferencias fundamentales en las características de la manera en que se quema, y de los requerimientos generales del equipo de quemado utilizado (por ejemplo, alimentador mecánico, pistola de aceite, etc.). Para una composición de un combustible en particular, las variaciones en la emisión de NO_x entre una caldera y otra, sugieren la importancia del diseño del quemador y el del horno, y el patrón de flujo específico de la llama dentro del horno.

El Cuadro B-1 ilustra la gama de emisiones de NO_x que se han encontrado en pruebas de campo, hechas por todo el territorio de los Estados Unidos. Estos niveles de emisión de NO_x corresponden generalmente a calderas que operan cerca del 80 por ciento de su carga de diseño. Dado que el NO_x aumenta con el régimen de fuego, estos valores corresponden al nivel más alto que puede esperarse encontrar en calderas operando normalmente.

Obsérvese que las emisiones más altas de NO_x están asociadas con calderas equipadas con precalentadores de aire de combustión.

B.4 MONOXIDO DE CARBONO

El monóxido de carbono (CO) es un producto de una combustión incompleta y su concentración en los gases de salida de la caldera depende de las condiciones de operación de la misma. Por ejemplo, emisiones altas de CO pueden relacionarse con desajustes del quemador, deterioro de las partes del mismo e insuficiente aire de combustión. Las mediciones de CO en los gases de chimenea se utilizan a menudo como un indicador de una combustión pobre.

El CO es un gas invisible, inodoro y sin sabor. La exposición a gases que contengan CO produce lo que se conoce como "Envenenamiento por CO", que puede ser fatal. El CO emitido en las chimeneas de calderas se disper

CUADRO B-1

NIVELES TIPICOS DE EMISION DE OXIDOS DE NITROGENO (NO_x)
(en partes por millón)

Tipo de Combustible	Sin precalentadores de aire	Con precalentadores de aire
Gas natural	50-200	100-400
Aceites combustibles:		
No. 2	50-250	100-300
No. 5	200-400	200-600
No. 6	200-400	200-600
Carbón mineral:		
Pulverizado	300-600	400-800
Alimentado mecánicamente	200-400	250-450
Alimentado por ciclón	800-1100	900-1500

sa en la atmósfera a niveles que no llegan a producir efectos adversos inmediatos contra la salud, aun considerando su adición con otras fuentes de CO (una excepción es la vecindad de zonas de tránsido automovilístico denso). Sin embargo, existen evidencias de que exponerse por largo tiempo a estas concentraciones puede conducir a situaciones fatales.

B.5 HIDROCARBUROS

Así como el monóxido de carbono, los hidrocarburos son indicativos de una combustión incompleta o ineficiente y pueden eliminarse virtualmente de los gases de salida de la caldera, operando adecuadamente el equipo de combustión. Sin embargo, esto puede dar lugar a errores, ya que en el sentido estricto de la palabra, los hidrocarburos no pueden eliminarse completamente y por lo común siempre habrá presencia de trazos de estos elementos sin importar las condiciones en las que se opere la caldera.

Debido a la gran variedad de compuestos de hidrocarburos que se encuentran presentes y los efectos desconocidos en contra de la salud, aun en grandes cantidades, es difícil evaluar su impacto en el medio ambiente. Algunos de estos hidrocarburos se parecen a los componentes reales del combustible que con razón se les llama "Combustible sin quemar", mientras que otros son formas enteramente modificadas que se generan en reacciones químicas complicadas, durante el proceso de la combustión.

Se sabe que los hidrocarburos contaminantes del aire son ingredientes importantes en la formación de la neblina fotoquímica o "smog". Bajo ciertas condiciones atmosféricas pueden también transformarse en otros derivados, que son potencialmente más peligrosos. Algunas manifestaciones de la neblina fotoquímica o "smog", tales como la irritación ocular y de las vías respiratorias están directamente asociadas, en parte, con los hidrocarburos y sus diferentes formas.

B.6 OXIDANTES

El término "oxidante" se aplica generalmente a sustancias relacionadas con el oxígeno, el cual forma parte de las reacciones químicas complicadas en atmósferas contaminadas. Estas son llamadas reacciones fotoquímicas, que a menudo se intensifican en la presencia de la luz solar; las mismas involucran óxidos de nitrógeno y sustancias orgánicas reactivas (incluyendo hidrocarburos y sus derivados) como los principales ingredientes químicos. Estos reaccionan para formar nuevos compuestos, incluyendo el ozono y el nitrato peroxiacetílico (PAN), los que se consideran que son los principales oxidantes en la contaminación fotoquímica del aire ("smog"). El empleo del oxidante térmico incluye algunas veces los reaccionantes químicos originales NO_x, los hidrocarburos y otros.

Mientras que el ozono y el PAN no se originan directamente en la caldera, los principales ingredientes (especialmente los NO_x) provienen en parte de los gases de chimenea. Reduciendo la emisión de estos componentes en las calderas y de otras fuentes de combustión (automóviles, aviones, etc.), sus subproductos fotoquímicos -los oxidantes-, también disminuirán.

Los oxidantes fotoquímicos producen efectos adversos en la vida vegetal, afectando su crecimiento y la cantidad y calidad de los productos agrícolas y otros productos de las plantas. El deterioro de varios materiales (especialmente el caucho) es bien conocido en atmósferas contaminadas, y se atribuye especialmente a la presencia de ozono.

Un efecto mayor en los seres humanos es la irritación de los ojos. En cantidades más altas de las que se encuentran típicamente en atmósferas contaminadas, los oxidantes tienen un efecto irritante en las vías respiratorias que produce tos y congestionamiento. El dolor de cabeza y la fatiga severa pueden ser otros efectos colaterales. En concentraciones menores, así como se les encuentra en el aire contaminado, los efectos aparecen menos definidos. El agravamiento de enfermedades respiratorias, ya contraídas, tales como el asma, ha sido atribuída a los oxidantes.

ANEXO C

FACTORES DE CONVERSION DE UNIDADES AL SISTEMA SI

En orden alfabético

Observaciones

Los factores de conversión se presentan de manera que sean un número mayor que uno y menor que diez, seguido de seis o menos decimales. A este número le sigue la letra E (por exponente), un signo de más o de menos y dos dígitos que indican la potencia de base diez a la que el número debe de multiplicarse para obtener el valor correcto. Ejemplo 6.973 333 E - 02 significa 6.973 333 x 10^{-2} que es igual a 0.069 733 33.

Un asterisco (*) al final del factor de conversión indica que es exacto, por lo que los digitos que seguirían serían igual a cero. Los otros factores de conversión han sido aproximados en su último dígito de acuerdo a las reglas usuales de aproximación.

Para convertir	A	Multiplique por	
angstrom	metro (m)	1.000 000*	E - 10
atmósfera normal	pascal (Pa)	1.013 252	E + 05
atmósfera técnica	pascal (Pa)	9.806 650*	E + 04
bar	pascal (Pa)	1.000 000*	E + 05
barril para petróleo (USA)	metro cúbico (m^3)	1.589 873	E - 01
Btu media (unidad térmica inglesa media)	joule (J)	1.055 87	E + 03
Btu (Tablas Internacionales)	joule (J)	1.055 056	E + 03
Btu (Tablas Internacionales)-pie por hora-pie cuadrado-grado Fahrenheit (conductibilidad térmica)	watt por metro-kelvin (W/m.K)	1.730 735	E + 00
Btu (Tablas Internacionales) por hora	watt (W)	2.930 711	E - 01
Btu (Tablas Internacionales) por segundo-pie cuadrado-grado Fahrenheit	watt por metro cuadrado-kelvin ($W/m^2.K$)	2.044 175	E + 04
Btu (Tablas Internacionales) por libra masa	joule por kilogramo (J/kg)	2.326 000*	E + 03
Btu (Tablas Internacionales) por libra masa grado Fahrenheit (capacidad calorífica)	joule por kilogramo-kelvin (J/kg.K)	4.186 800*	E + 03
caballo de fuerza (550 pie-libra fuerza por segundo)	watt (W)	7.456 999	E + 02
caballo de fuerza (caldera)	watt (W)	9.809 50	E + 03
caballo de fuerza (eléctrico)	watt (W)	7.460 000*	E + 02
caballo de fuerza (métrico)	watt (W)	7.354 99	E + 02

Para convertir	A	Multiplique por	
caballo de vapor	véase "caballo de fuerza (métrico)."		
caloría (media)	joule (J)	4.190 02	E + 00
caloría (tablas internacionales)	joule (J)	4.186 800*	E + 00
centímetro de agua (a 4 grados Celsius)	pascal (Pa)	9.806 38	E + 01
centímetro de mercurio (a 0 grados Celsius)	pascal (Pa)	1.333 22	E + 03
centipoise	pascal-segundo (Pa.s)	1.000 000*	E - 03
dina	newton (N)	1.000 000*	E - 05
dina-centímetro	newton-metro (N.m)	1.000 000*	E - 07
ergio	joule (J)	1.000 000*	E - 07
ergio por segundo	watt (W)	1.000 000*	E - 07
ESU (unidad electrostática cgs) de corriente eléctrica	ampere (A)	3.335 6	E - 10
galón (USA líquido)	metro cúbico (m^3)	3.785 412	E - 03
galón del país (CRI)	metro cúbico (m^3)	3.350	E - 03
galón del país (SLV)	metro cúbico (m^3)	3.080	E - 03
galón del país (NIC)	metro cúbico (m^3)	4.0	E - 03
grado Fahrenheit	grado Celsius	°C = (°F - 32)/1.8	
grado Fahrenheit-hora-pie cuadrado por Btu (tablas internacionales) (resistencia térmica)	kelvin-metro cuadrado por watt ($K.m^2/W$)	1.761 102	E - 01
hp	véase "caballo de fuerza"		
joule (USA internacional)	joule (J)	1.000 182	E + 00
kilocaloría (media)	joule (J)	4.190 02	E + 03
kilocaloría (tablas internacionales)	joule (J)	4.186 800*	E + 03
kilocaloría (tablas internacionales) por hora	watt (W)	1.163 000*	E + 00
kilogramo fuerza	newton (N)	9.806 650*	E + 00
kilogramo fuerza-metro	newton-metro (N.m)	9.806 650*	E + 00
kilogramo fuerza-metro por segundo	watt (W)	9.806 650*	E + 00
kilogramo fuerza por centímetro cuadrado	pascal (Pa)	9.806 650*	E + 04
kilogramo fuerza por metro cuadrado	pascal (Pa)	9.806 650*	E + 00
kilopondio (kilogramo fuerza)	newton (N)	9.806 650*	E + 00
kilowatt-hora	joule (J)	3.600 000*	E + 06
kilowatt-hora (USA internacional)	joule (J)	3.600 655	E + 06
kip (1000 libras fuerza)	newton (N)	4.448 222	E + 03
kip por pulgada cuadrada	pascal (Pa)	6.894 757	E + 06
ksi	véase "kip por pulgada cuadrada"		
libra fuerza (avoirdupois)	newton (N)	4.448 222	E + 00
libra fuerza-pie	newton-metro (N.m)	1.355 818	E + 00
libra fuerza por pulgada cuadrada (psi)	pascal (Pa)	6.894 757	E + 03
libra fuerza por pie cuadrado	pascal (Pa)	4.788 026	E + 01
libra masa (avoirdupois)	kilogramo (kg)	4.535 924	E - 01
libra masa (USA)	kilogramo (kg)	4.535 924	E - 01

Para convertir	A	Multiplique por	
libra masa por galón (USA líquido)	kilogramo por metro cúbico (kg/m^3)	1.198 264	E + 02
libra masa por pie cúbico	kilogramo por metro cúbico (kg/m^3)	1.601 846	E + 01
libra masa por pie-segundo	pascal-segundo (Pa.s)	1.488 164	E + 00
micrón (micra)	metro (m)	1.000 000*	E - 06
milibar	pascal (Pa)	1.000 000*	E + 02
pie	metro (m)	3.048 000*	E - 01
pie (USA survey)	metro (m)	3.048 006	E - 01
piecandela	lumen por metro cuadrado (lm/m^2)	1.076 391	E + 01
piecandela	lux (lx)	1.076 391	E + 01
pielambert	candela por metro cuadrado (cd/m^2)	3.426 259	E + 00
pie cuadrado	metro cuadrado (m^2)	9.290 304*	E - 02
pie cúbico	metro cúbico (m^3)	2.831 685	E - 02
pie de agua (convencional)	pascal (Pa)	2.989 07	E + 03
pie-libra fuerza	joule (J)	1.355 818	E + 00
pie-libra fuerza por hora	watt (W)	3.766 161	E - 04
psi	véase "libra fuerza por pulgada cuadrada"		
pulgada	metro (m)	2.540 000*	E - 02
pulgada de agua (convencional)	pascal (Pa)	2.490 89	E + 02
pulgada de agua (a 15.5 grados Celsius)	pascal (Pa)	2.488 4	E + 02
pulgada de mercurio (convencional)	pascal (Pa)	3.386 39	E + 03
pulgada de mercurio (a 15.5 grados Celsius)	pascal (Pa)	3.376 85	E + 03
stokes (viscosidad cinemática)	metro cuadrado por segundo (m^2/s)	1.000 000*	E - 04
tonelada (UK)	véase "tonelada larga"		
tonelada masa (USA)	véase "tonelada corta"		
tonelada corta	kilogramo (kg)	9.071 847	E + 02
tonelada fuerza (métrica)	newton (N)	9.806 650*	E + 03
tonelada fuerza (UK)	newton (N)	9.964 017	E + 03
tonelada fuerza (USA)	newton (N)	8.896 443	E + 03
tonelada larga	kilogramo (kg)	1.016 047	E + 03
tonelada masa (métrica)	kilogramo (kg)	1.000 000*	E + 03
unidad electrostática cgs	véase "ESU"		
unidad térmica inglesa	véase "Btu"		
watt (USA internacional)	watt (W)	1.000 182	E + 00

Extracto de la Norma Centroamericana ICAITI 4010