



01178

3
2es.

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**RECONVERSION DE CALDERAS INDUSTRIALES
CONVENCIONALES PARA LA MITIGACION DE
EMISIONES CONTAMINANTES**

T E S I S

PRESENTADA POR:

GABRIEL LEON DE LOS SANTOS

**PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERIA
(ENERGETICA)**

DIRIGIDA POR:

DR. JAVIER AGUILON MARTINEZ

258176

CIUDAD UNIVERSITARIA, ENERO DE 1998

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



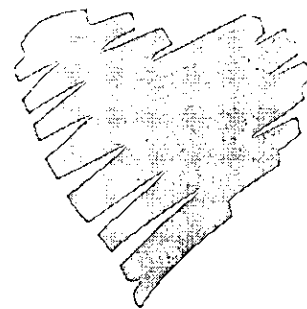
UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

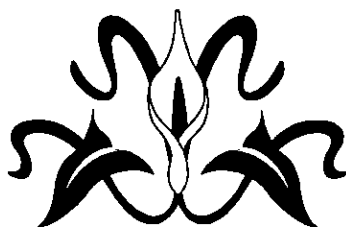
El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición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

Dedicatoria



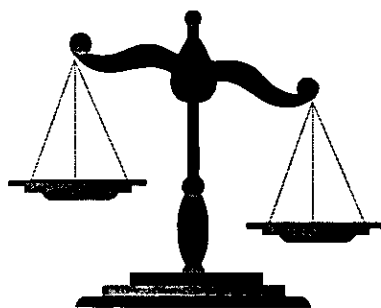
A quienes me han apoyado y alentado toda la vida:

Gustavo León Salazar y Olga de los Santos González



A la memoria de mis abuelos:

Dionisio de los Santos y Marina González



Gabriel León de los Santos

Agradecimientos



De manera muy especial a **Lourdes** por darme su cariño, apoyo y ayuda para el logro no sólo de este trabajo sino también en las demás tareas y compromisos recaídos sobre mi persona.

A la DEPFI, punta de lanza de la Universidad Nacional, por brindarme la oportunidad de continuar estudiando con calidad. En especial al **Dr. Javier Aguillón**.

Al departamento de servicio calderas de SELMEC, al permitirme realizar el vínculo escuela-industria. Esta situación aunque brumosa, ofrece la oportunidad de desarrollar al máximo las capacidades para el amor, para la amistad, para el estudio, para el trabajo, para la observación y el análisis; poniendo a prueba la capacidad para la planeación y la organización, dando como medida del éxito el cumplimiento cabal de los compromisos y objetivos de cada una de las actividades y tareas que se requieren para vivir con armonía y felicidad. En especial al **Ing. Carlos M. Vázquez Carbajal**.

De manera indirecta a las siguientes empresas, ya que al mantener programas de mantenimiento y sus calderas en buenas condiciones, permitieron desarrollar la parte práctica de este trabajo, referente a la verificación de los valores de emisiones de gases para los combustibles mexicanos en toda la gama de modelos y capacidades de calderas:

SMITHKLINE BEECHAM FARMACÉUTICA, S.A.
CLUB DE GOLF LOMAS, S.A.
COBRE DE MÉXICO, S.A.
TIZAYUCA TEXTIL VUVA, S.A.
ASOCIACIÓN CRISTIANA DE JÓVENES, A.C.
APLICACIONES FARMACÉUTICAS, S.A.
TEÑIDOS MGC, S.A.
ALIMENTOS INDUSTRIALES, S.A.
P.P.G. INDUSTRIAS DE MÉXICO, S.A.
HOTEL CAMINO REAL MÉXICO, S.A.
MEAD JOHNSON DE MÉXICO, S.A.
DUPONT, S.A.
COMPAÑÍA NESTLE, S.A.
BEROL, S.A.
HOTEL EMPORIO, S.A.
CIBA GEIGY MEXICANA, S.A.
EXTRACTOS Y MALTAS, S.A.
SÁNCHEZ, S.A.
SIGMA ALIMENTOS, S.A.
INDUSTRIA EMBOTELLADA DE MÉXICO, S.A.
BALATAS AMERICAN BRAKEBLOK, S.A.
MOBIL OIL DE MÉXICO, S.A.
MINSAL DEL CENTRO, S.A.
ACABADOS TEXTILES DE TOLUCA, S.A.
HIDROGENADO NACIONAL, S.A.
LA SUIZA, S.A.
GRUPO HYTT, S.A.
EMPACADORA DEL GOLFO, S.A.
PROTEÍNAS BÁSICAS, S.A.
MASECA, S.A.
BRISTOL-MEYERS DE MÉXICO, S.A.
NALCOMEX, S.A.
INDUSTRIAS RESISTOL, S.A.

SMURFIT CARTÓN Y PAPEL DE MÉXICO, S.A.
CIGATAM, S.A.
EL PRESIDENTE CHAPULTEPEC, S.A.
BAYER DE MÉXICO, S.A.
PANIFICACIÓN BIMBO, S.A.
IBM DE MÉXICO, S.A.
ACEITERA DEL GOLFO, S.A.
ACEITERA LA JUNTA, S.A.
SERVICIOS TEXTILES DE BAJA CALIFORNIA, S.A.
TEXTILES DENINTEX, S.A.
CARTONERA MONTEROLA, S.A.
CONSERVAS LA COSTEÑA, S.A.
CONTINENTAL DE ALIMENTOS, S.A.
THE AMERICAN BRITISH COWDROY, S.A.
HERDEZ, S.A.
LIQUIMEX, S.A.
MAÍZ INDUSTRIALIZADO DEL SURESTE, S.A.
PLASTIGLAS, S.A.
TABACOS DESVENADOS, S.A.
LORETO Y PEÑA POBRE, S.A.
BDF, S.A.
MABE SANYO COMPRES, S.A.
AGROINDUSTRIAS LOMA BONITA, S.A.
STAHL DE MÉXICO, S.A.
SABRITAS, S.A.
BAXTER, S.A.
HOTEL K-ROYAL DE MÉXICO, S.A.
PARRAS CONE MÉXICO, S.A.
KRAFT FOODS MÉXICO, S.A.
ABBOTT LABORATORIES DE MÉXICO, S.A.
PESCADOS INDUSTRIALIZADOS DE MAZATLAN, S.A.
UP JOHN, S.A.
CENTRO ASTURIANO, S.A.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

TESIS

**RECONVERSIÓN DE CALDERAS INDUSTRIALES CONVENCIONALES PARA LA
MITIGACIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES**

PRESENTADA POR:

GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS

PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA
(ENERGÉTICA)**

DIRIGIDA POR:

DR. JAVIER AGUILÓN MARTÍNEZ

Ciudad Universitaria, enero de 1998

ÍNDICE

Panorama general	2
I. Introducción	3
Objetivo	5
II. Calderas industriales	6
2.1 Generalidades.....	6
2.2 Clasificación.....	7
2.3 Tratamiento de agua de alimentación.....	9
2.4 Calderas convencionales.....	11
2.5 Equipo opcional de calderas.....	15
2.6 Controles de calderas.....	17
2.7 Operación óptima de las calderas.....	19
III. Emisión de contaminantes	22
3.1 Generalidades.....	22
3.2 Química de la combustión.....	23
3.3 Poderes caloríficos.....	24
3.4 Ábacos de combustión.....	27
3.5 Mecánica de la combustión.....	38
3.6 Contaminantes.....	39
3.7 Métodos de control.....	41
3.8 Índices de emisiones.....	45
3.9 Normas, monitoreo.....	56
IV. Reconversión de calderas	71
4.1 Cambio de combustible.....	71
4.2 Control automático de combustión.....	74
4.3 Cambio de quemadores.....	77
4.4 Recirculación de gases.....	81
4.5 Economizadores.....	83
4.6 Purga automática.....	88
4.7 Revaporización.....	90
4.8 Pre calentamiento.....	91
4.9 Aislamientos.....	92
V. Implementación	96
5.1 Mitigación directa.....	96
5.2 Mitigación indirecta.....	106
VI. Análisis financiero	110
6.1 Cambio de combustibles.....	110
6.2 Carburación automática.....	114
6.3 Cambio de quemadores.....	117
6.4 Recirculación de gases.....	120
6.5 Economizador.....	123
6.6 Purga automática.....	126
6.7 Aislamientos.....	130
Conclusión	134
Bibliografía.....	137
Nomenclatura.....	139
Anexos.....	141

PANORAMA GENERAL

El desarrollo industrial que pretende el país, como forma de alcanzar un desarrollo económico sustentable, implica realizar conjuntamente las actividades que, como un todo den forma al país que aspiramos para bien de nosotros y de las generaciones venideras.

La modernización del país debe incluir la optimización de procesos, equipos y sistemas a fin de ser competitivos bajo los marcos de tratados comerciales y en general, dentro de cualquier mercado competitivo.

Las acciones que se realicen deben de tener presente la importancia del medio ambiente, la rehabilitación de las zonas, ecosistemas, efluentes y en general de todo aquello que hallamos dañado. Además se debe aminorar lo que actualmente se afecta, principalmente por las actividades industriales altamente contaminantes; es aquí, donde se debe realizar un gran esfuerzo para inducir a la industria establecida a que tome acciones técnico-operativas para modificar el funcionamiento de sus equipos, implementando en ellos dispositivos que mejoren su eficiencia a fin de reducir por un lado el consumo de energía y por el otro la emisión de contaminantes.

Dadas las condiciones económicas del país y de la mayoría de las industrias, no es posible la sustitución íntegra de los equipos por otros con adelantos tecnológicos y aditamentos que el mercado ofrece; por esta razón, se debe ir incorporando gradualmente a los equipos industriales que lo ameriten, los dispositivos y tecnologías que mejoren su funcionamiento y aminoren la emisión de contaminantes.

El objetivo de este estudio es, ofrecer alternativas globales sobre la forma de reconvertir a las calderas cuyo uso y naturaleza las hace estar presentes en todas las ramas industriales y de servicios, además de que son grandes consumidoras de combustibles y su operación es continua en la mayoría de los casos.

En base a la viabilidad técnico-operativa que se obtiene con la modificación en la operación e incorporación de equipos auxiliares en las calderas, es posible realizar la evaluación económico-ambiental del beneficio que se obtiene con su implementación. Con el fin de ofrecer a la industria y a sus administradores alternativas probadas, a través de equipos comerciales, del tiempo de operación, capacidad de las máquinas; y además, ofrecer las mejores formas de operar las calderas desde el punto de vista: **uso eficiente de la energía.**

INTRODUCCIÓN

El uso de calderas para vapor o agua caliente en la industria es intensivo y diversificado. Las encontramos en la industria textil, refresquera, cervecera, alimentos, química, papelera, farmacéuticas, en los laboratorios, hospitales, deportivos, baños, hoteles, etc. Todo esto en capacidades bajas y medias que van desde los 10 CC hasta 2200 CC, con presiones de operación desde 1.0 hasta 21 Kg/cm^2 . Las calderas de alta capacidad se utilizan en ciclos de fuerza principalmente.

La importancia de las calderas dentro de los procesos industriales y de servicios es vital, ya que la falta de vapor en las condiciones y cantidades necesarias provocará problemas que obligarán a los departamentos de producción a ajustar su nivel de producción en función de la cantidad de vapor disponible. En situaciones extremas se tendrán que parar líneas de producción, con la pérdida económica y daño de la imagen de la empresa por retraso e incumplimiento en la entrega de pedidos, además de la suspensión o interrupción de los servicios de lavandería, cocina, agua caliente, etc.

La industria hace uso intensivo de calderas y estas de energía de origen fósil. El uso de la energía fósil genera a través de los productos de la combustión un gran impacto sobre el medio ambiente a lo largo de toda su cadena de producción. Para poder evaluar la reducción en el impacto ambiental que se tendría con la reconversión de las calderas, es necesario cuantificar la emisión de contaminantes y el consumo de combustible antes y después de implementar las acciones que modifiquen la operación y uso del combustible en las calderas.

En México las calderas son fabricadas bajo pedido con los aditamentos especificados por el cliente. Las calderas fabricadas para "stock" vienen equipadas con el equipo convencional. Entenderemos por equipo convencional en una caldera el que es instalado en forma estandarizada y que encontramos en cualquier caldera: superficie de calefacción, aislamientos, quemadores para gas, diesel, combustóleo, controles de presión, control automático de operación, control de modulación, control de nivel de agua, chimenea y purgas de fondo. Los aditamentos adicionales para mejorar el rendimiento, operación y controlar las emisiones contaminantes son incorporados en las calderas bajo pedido.

El funcionamiento óptimo de las calderas se obtiene desde la selección correcta del equipo, según la necesidad del proceso al que darán el suministro de vapor, en **cantidad y presión**. Las calderas se diseñan para que su máximo rendimiento se obtenga cuando se encuentran operando en el rango de máxima carga (80 a 100%). Una caldera sub-utilizada implica una inversión financiera excesiva en capacidad improductiva, una caldera sobrada en capacidad estará operando con una eficiencia menor a la nominal al no trabajar en el rango óptimo de carga.

En el mercado y en la industria mexicana la gran mayoría de las calderas existentes son del tipo convencional. El potencial para la incorporación de tecnologías y formas de operar las calderas que permitan reducir el consumo de energía es enorme. La reconversión de las calderas tendrá un efecto directo sobre: **consumo de energía de origen fósil, emisiones de gases a la atmósfera, salud de la población, gasto destinado a programas de normatividad y vigilancia, rehabilitación de zonas dañadas, seguro social, etc.** De aquí la importancia de establecer con bases firmes la viabilidad y alcances de la reconversión de las calderas convencionales.

El mercado de calderas ofrece equipos que incorporan tecnologías tendientes a optimizar funcionamiento y reducir la emisión de contaminantes. El conocimiento profundo del funcionamiento de las calderas y de las tecnologías, ofrecen formas óptimas de operación; así que combinando estos dos factores en las calderas de acuerdo al tipo de equipo, estado físico, capacidad y condiciones de trabajo podremos reducir el consumo de combustible y el impacto ambiental.

Entre las acciones que se pueden implementar para hacer más eficientes a las calderas están:

- La sustitución de combustibles para el mejoramiento en la operación, limpieza y ahorro en el costo de combustible.
- El cambio de quemadores para reducir las pérdidas por combustible no quemado, a través de quemadores estequiométricos; control automático de la combustión, logrando una operación eficiente de la caldera en

- El cambio de quemadores para reducir las pérdidas por combustible no quemado, a través de quemadores estequiométricos; control automático de la combustión, logrando una operación eficiente de la caldera en automático y reduciendo rangos de desajuste en la relación aire combustible durante los periodos de variación de carga.
- La recirculación de gases de combustión como forma de reducir la formación de óxidos de nitrógeno, que en la atmósfera libre formarían ozono y algún ácido propulsor de la lluvia ácida, esto a través de sistemas de recirculación forzada o inducida de gases.
- La eliminación de la mayor cantidad posible de impurezas en el combustible, para reducir la emisión de partículas y desajustes en la combustión.
- La instalación de equipos auxiliares para la recuperación de calor para aire de combustión y agua de alimentación, proveniente de los gases de combustión y agua de purga.
- Además de las alternativas de aislamientos recuperadores de calor; dispositivos de control de emisión de partículas en chimeneas y facilidades para el monitoreo de emisiones, así como procedimientos óptimos relacionados con la operación y mantenimiento de los equipos.

Adentrándonos en el desarrollo del presente trabajo se ve en los dos primeros capítulos todo lo relacionado con la naturaleza y constitución de las calderas, además de los equipos y tecnologías disponibles para ser usados en las calderas desde el punto de vista del uso eficiente de la energía y operación óptima.

En el capítulo tres se presenta la base teórica para poder evaluar al proceso de combustión, obteniendo las bases técnicas para el análisis de las condiciones óptimas para el desarrollo de la combustión real; También se presentan las características físicas y químicas de los combustibles industriales mexicanos de uso más común; además se presentan a los productos generados por el proceso de combustión y los métodos disponibles para reducir su formación o controlar su emisión a la atmósfera; por último se determinan e indican los índices de emisiones de los combustibles que permiten cuantificar su formación y expulsión a la atmósfera, además de la normatividad que regula y vigila a dichas emisiones en el país.

El capítulo cuatro se exponen y desarrollan los fundamentos prácticos-económicos que permiten tomar la decisión para la incorporación de los equipos que optimizan la operación y reducen la emisión de gases en las calderas. Los proyectos que se analizan son aquellos que ofrecen beneficios económicos derivados del ahorro en el consumo de combustible y que permiten obtener periodos de recuperación rápidos para las inversiones, con excepción de la recirculación de gases.

En el capítulo cinco se cuantifica la reducción en el consumo de combustible y su equivalente en emisiones de los principales contaminantes atmosféricos; al final se exponen las alternativas más viables que en el mercado de calderas ofrece analizando un caso real y representativo del tamaño de caldera más común en la industria mexicana, obteniendo los resultados que a los industriales y patrones les son fundamentales: **el beneficio económico y el período corto para la recuperación de la inversión, quedando como beneficio intrínseco para la sociedad la reducción en las emisiones de gases a la atmósfera.**

En resumen, la idea global es realizar la evaluación técnica-operativa-económica de la incorporación de equipos y tecnologías que permitan maximizar el uso óptimo del combustible en las calderas industriales. Y visualizar el impacto ambiental que sobre la salud de la población y calentamiento de la tierra se tendrá con la implementación de dichas medidas. Así como los por menores del análisis financiero con un ejemplo representativo de la capacidad de caldera más común o de uso en la industria mexicana. Complementado con el ahorro de energía para el país e influencia sobre la normatividad existente para las fuentes fijas.

OBJETIVO:

Proponer y evaluar la implementación de equipos, formas y alternativas para la reducción de las emisiones de gases a la atmósfera, a través de:

- Factibilidad técnico-económica ambiental
- Uso eficiente de la energía
- Operación correcta del equipo
- Mecanismos de control de emisiones
- Equipo comercial existente en el mercado
- Implementación

II CALDERAS INDUSTRIALES

2.1 GENERALIDADES

El generador de vapor está integrado por varios componentes básicos y auxiliares, los básicos generan vapor a presión y temperatura de operación, los auxiliares ayudan a realizar el proceso con mayor eficiencia.

El proceso de generación implica un cambio en las propiedades físicas del agua por medio de una transferencia de calor por convección, radiación y conducción. La forma más común de generar el calor es por medio de la oxidación de un combustible con el oxígeno de la atmósfera en un proceso de combustión. El calor es transferido a el agua por medio de una superficie de contacto llamada superficie de calefacción. Este proceso se realiza a presión constante. El agua líquida se inyecta con una bomba a la presión de operación, después que el calor ha evaporizado el agua, el vapor queda listo para ser usado directamente como vapor saturado o para ser sobrecalentado.

Técnicamente se llama caldera a la sección del generador de vapor donde se realiza la generación de vapor o se calienta el agua.

La caldera puede ser de combustión interna si el hogar está dentro del cuerpo de ella; de combustión externa si el hogar está fuera de ella y regenerativa si la transferencia de calor es por medio de un flujo de masa caliente, como en el caso de una planta de ciclo combinado, núcleo eléctrica o una solar.

POTENCIA EN CALDERAS

La potencia de una caldera la define la **ASME** (American Society of Mechanics Engineers) como el caballo caldera (CC) y representa la evaporación de 15.65 kg/hr de agua a 100 °C para producir vapor a 100 °C, esta definición de caballo caldera engloba solo al calor latente de evaporación.

Tabla 2.1 Equivalencias de CC

1 CC	15.65	kg/hr
	34.50	lb/hr
	33.45	btu/hr
	8445	kcal/hr

En forma general las calderas de baja capacidad se indican en kcal/hr o Btu/hr, las media en CC, y las de gran capacidad en kg/hr o en lb/hr.

La característica importante en una caldera es la presión de trabajo, en base a ésto se pueden clasificar como: de baja presión, cuando la presión de diseño no excede una atmósfera; de mediana presión, cuando son mayores de una atmósfera y menores a 10.5 kg/cm²; de alta presión para mayores a 10.5 kg/cm².

2.2 CLASIFICACIÓN

Son clasificadas de acuerdo al tipo de superficie de calefacción, referida a la posición relativa de los gases de combustión y del agua dentro de la caldera, así se tienen las calderas.

- Igneotubulares (tubos de humo)
- Acuatubulares (tubos de agua)

Esta gran clasificación se puede hacer más específica si se consideran aspectos secundarios como la posición de los tubos (tubos rectos o doblados), en base al uso al que se destinan, en base a su capacidad, y de acuerdo al estado físico de las mismas.

La selección del tipo de caldera depende del servicio al cuál esta destinada, del combustible del que se dispone, de los valores de temperatura, presión y gasto requeridos. Por otra parte, existen otros factores que intervienen intrínsecamente como son la operatividad, la instalación, la seguridad, el mantenimiento, así como el factor decisivo global, el costo económico.

Las calderas tubos de humo son aquellas en las que los productos de la combustión circulan por el interior de los tubos y por el exterior están rodeados de agua. De esta forma la transferencia de calor de los gases al agua se realiza por conducción en la pared del tubo, por convección en el agua sobre la superficie del metal al agua más alejada. También como parte de la superficie de calefacción se tienen hogares integrales o de tubo de combustión, limitado por superficies enfriadas por agua llamados espejos y refractarios.

Estas calderas son empleadas en procesos donde se requieren presiones relativamente bajas. Las calderas de tubos de humo presentan una operación sencilla y sin perturbaciones notables debido a la variación en la demanda de vapor, además de que su control puede realizarse por dispositivos y controles automáticos.

Las calderas tubos de humo están constituidas por espejos, tubos flux, hogar metálico corrugado o liso, refractarios, envolvente, aislamientos, chimenea y controles.

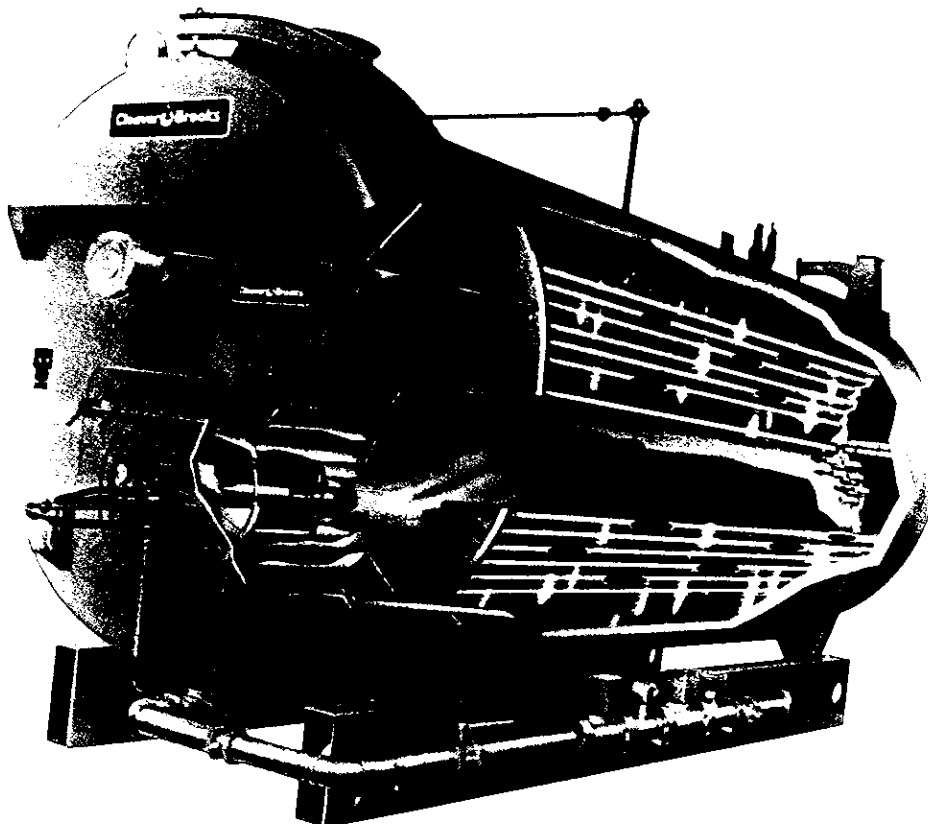


Fig. 2.1 Caldera tubos de humo

Las calderas tubos de agua constan de domos, refractarios, aislamientos, quemadores, chimeneas y los mismos controles que las de tubos de humo pero con diferente principio de operación. En ellas el agua pasa por el interior de los tubos que pueden ser rectos o doblados, los gases calientes fluyen por el exterior rodeándolos.

Una característica importante de estas calderas es que pueden producir grandes cantidades de vapor debido a su gran superficie de calefacción y al largo recorrido de los gases de combustión. Dado lo anterior las calderas acuaturbulares pueden hacer frente en un corto tiempo al aumento en la demanda de vapor, razón por la cual son ampliamente usadas en procesos que requieren presiones de operación mayores a 21 kg/cm^2 y en plantas de generación de fuerza.

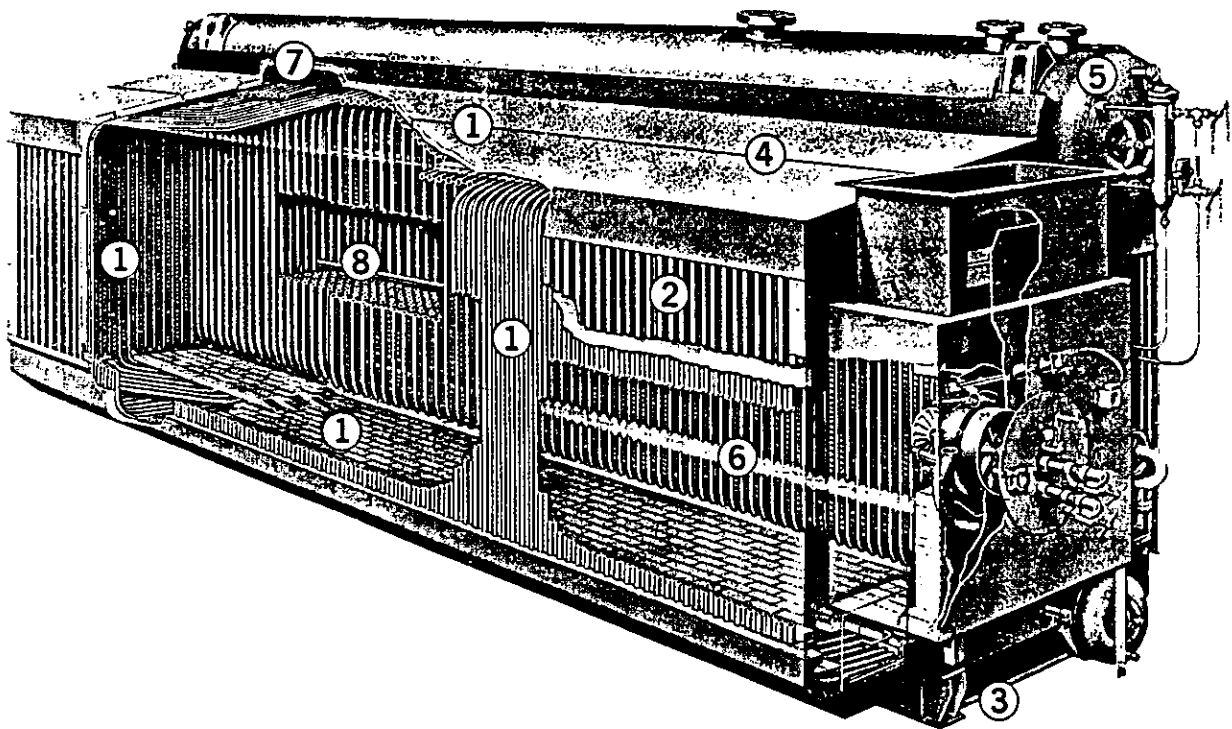


Fig. 2.2 Caldera de tubos de agua

2.3 TRATAMIENTO DE AGUA DE ALIMENTACIÓN

Existen dos métodos para producir agua con las características deseadas:

- 1) Desmineralización por intercambio iónico.
- 2) Por destilación.

El primer método es más económico, trabaja en base a un permutador catiónico trabajando en ciclo hidrógeno, una torre desgasificadora y un permutador aniónico trabajando en ciclo hidróxido. En el tratamiento el agua es llamada dura o cruda porque contiene grandes cantidades de materia mineral disuelta o en suspensión y al evaporarse el agua la materia se sedimenta, adheriéndose a las paredes interiores de los tubos, reduciendo el área de paso, generando corrosión, dificultando la transferencia de calor de los tubos al líquido de trabajo y recalentando el metal.

El agua cruda para alimentación contiene bicarbonatos, sulfatos, cloruros de calcio, magnesio, sodio y sílice. En agua proviene de un pozo el sílice es un elemento muy común.

Los carbonatos de calcio y magnesio pueden precipitarse como un lodo suave al llegar el agua a su punto de ebullición y una presión de una atmósfera, por su parte los sulfatos de calcio y magnesio solo se precipitan cuando el agua alcanza los 150 °C, una vez precipitados los lodos se extraen mediante purgas de fondo.

En general todas las aguas de alimentación deben de ser consideradas como fuentes potenciales de incrustación y debe hacerse todo lo posible para evitarlo.

CALDERAS DE TUBOS DE AGUA

El agua de alimentación en estas calderas generalmente trabaja en ciclo cerrado o con un gran retorno de condensados, pero para iniciar este proceso debe ser alimentada con agua desmineralizada previamente.

Agua para alimentación:

El agua de alimentación debe ser acondicionada (desmineralizada o suavizada) para evitar incrustaciones, corrosión ó formación de espuma. El acondicionamiento del agua se logra por medio de combinaciones o variaciones en el tratamiento químico o en los suavizadores; la deaireación química y mecánica, la remoción químico - mecánica de aceite; la filtración, sedimentación, evaporación y purgas. Las aguas para alimentación a calderas deben de cumplir con las siguientes especificaciones:

- a) Oxígeno disuelto; de preferencia cero y no más de 0.05 cm /lt en las calderas. Para cuando se emplean economizadores de tubos de acero.
- b) Valor del ph; no menos de siete. La alcalinidad debe ser la necesaria para el tratamiento o protección de las líneas de alimentación, economizadores o para neutralizar ácidos. En algunos casos se ha visto que es necesario elevar el ph en el agua de alimentación a 9.5 para contener por completo la corrosión interna de los tubos
- c) Dureza; no más de 26 ppm en términos de magnesio y calcio. (Preferentemente cero)
- d) Cloruro; es conveniente el mínimo posible, no más de 6 ppm en términos de cloro.
- e) Total de sólidos; 180 - 200 ppm, reducirlo al mínimo.
- f) Sólidos en suspensión; nada.

Agua en la caldera

El agua dentro de la caldera a medida que transcurre el tiempo de operación acumula materia mineral debido a la evaporación, el valor de la concentración de la materia mineral debe mantenerse dentro de los niveles permisibles vía las purgas y acondicionamientos químicos. Los valores permisibles que debe cumplir el agua dentro de la caldera son los siguientes:

- a) Alcalinidad; entre 25 y 100 ppm dependiendo de la presencia de silicatos. Se recomienda una alcalinidad elevada cuando la concentración de silicatos es de 100 a 200 ppm.
- b) Fosfato de sodio; de 50 a 100 ppm expresados, como fosfato disódico.
- c) Cloruro; no más de 500 ppm expresadas en cloro.
- d) Valor del ph; no menos de 10.5 de preferencia 11.
- e) Proporción de sulfato-carbonato en ppm; la ASME indica que si se conservan proporciones no inferiores a las siguientes, se impedirá la 'fragilidad cáustica':

Presión de operación de la caldera kg/cm ²	Sulfato de sodio	Total de alcalinidad sódica. En términos del equivalente de carbonato de sodio
0 a 10.5	1	1
10.5 a 21	2	1
21 y más	3	1

- f) Aceite y materias orgánicas; no debe exceder de 7 ppm en el agua de la caldera cuando la muestra que se pone a prueba acidulada al 1% con ácido clorhídrico, ó 7 ppm en el agua de alimentación cuando la muestra que se somete a prueba es concentrada primero a baja temperatura y presión al mismo total de ppm sólidas que el agua de la caldera.
- g) Total de sólidos disueltos (STD); no debe pasar de 1700 ppm.

El cumplimiento de las especificaciones dadas para el agua de alimentación brindará unas condiciones adecuadas en el funcionamiento del equipo.

El análisis del agua extraída de un pozo y usada para generar electricidad en la planta de Lechería, Edo. de Mex. se expresa mediante las siguientes concentraciones:

Elemento	símbolo	ppm
Bicarbonatos	HCO ₃	272
Sulfatos	SO ₄	8
Cloruros	C ₂	24.5
Sílice	SiO ₂	100.4
Dureza total	CaCO ₃	136.2
Calcio	Ca	12
Magnesio	Mg	25.7
Sodio	Na	60.9
STD		1360

Estos datos dan una idea de la cantidad de materia mineral a remover a fin de acondicionar el agua para uso en la generación de vapor.

CALDERAS DE TUBOS DE HUMO

El agua de alimentación en estas calderas no requiere tanto tratamiento en comparación con el que recibe el agua para las calderas de tubos de agua; la razón es que las calderas de tubos de humo operan con presiones relativamente menores.

La siguiente tabla indica los valores permisibles en el agua dentro de la caldera, con presión de trabajo inferior a 21 kg/cm².

Tabla 2.2 Concentración de materia mineral

Elementos	Valor aceptable ppm	Valor limite ppm
Dureza	6	26
Sólidos totales disueltos	800	2000
Alcalinidad total	50	700
Sólidos en suspensión	30	125
Sílice	80	325
Aceite materia orgánica	2	7
Oxígeno	15	70
Bióxido de carbono	15	70

Fuente: Cleaver Brooks de México.

El control de estos parámetros se realiza con equipos de desmineralización, purgas de fondo, de superficie, deareación y acondicionamientos químicos.

Cumplir con las condiciones establecidas para el agua, traerá una vida larga a las partes metálicas del equipo, así como una operación estable, segura y eficiente de los equipos. Existen comercialmente equipos que proporcionan agua con dichas características. Un sistema automático bien seleccionado trabaja eficientemente.

2.4 CALDERAS CONVENCIONALES

A continuación se presentan los componentes convencionales o estándar que dan forma a las calderas igneotubulares y acuotubulares observados en la práctica.

2.4.1 COMPONENTES DE LAS CALDERAS DE TUBOS DE HUMO

CUERPO

El cuerpo está constituido por placas roladas de acero, unidas con soldadura tipo filete. El cuerpo define casi las dimensiones de la caldera. En los diseños modernos generalmente es un cilindro horizontal, aunque existen algunos diseños antiguos rectangulares verticales unidos con remaches. En el interior del cuerpo se acomodan los espejos, tubos flux, hogar metálico (también llamado cañón), tirantes, separadores de humedad; y en su superficie se maquinan los accesos para los registros de mano, pasa hombre, conexiones para válvulas,

sensores y soportes en general. El diseño del cuerpo depende de la presión de operación y capacidad de generación. En una caldera cuya presión de diseño sea de 10.5 kg/cm^2 se usa para el cuerpo placa de 12.7 mm en acero SA-515-70, su longitud dependerá del número de tubos y del diámetro de los espejos.

ESPEJOS

Los espejos están fabricados en placa de acero, en su superficie se maquinan los barrenos (palacios) que acomodan a los tubos flux. Los espejos, dependiendo del diseño y capacidad de la caldera contendrán entre 26 y 316 tubos en diámetros de 50.8 y 63.5 mm. También se maquina en los espejos el diámetro exacto para acomodar el hogar metálico. Los espejos se soldan en los extremos del cuerpo y pueden ir al ras del cuerpo o metidos 25.4 mm. En una caldera de presión de diseño de 10.5 kg/cm^2 se usa placa de 9 mm en acero SA-515-70.

HOGAR METÁLICO

Es un cilindro liso o corrugado, su diámetro varia entre los 300 y 760 mm, puede ser de una sola pieza o secciones unidas y es soldado a los espejos en la parte central inferior del cuerpo, así como en su interior. En la parte frontal del hogar se coloca el material refractario ya que es donde se realiza la combustión. El cañón constituye el primer paso de los gases de combustión y su longitud coincide con la de los tubos flux. En una caldera de 10.5 kg/cm^2 se usa para el cañón acero con un espesor de 12.8 mm con un diámetro de 760 mm y 6 mm para 300 mm. En acero SA-515-70 para la sección plana y SA-285-C para la sección corrugada.

TUBOS FLUX

Forman el alma de la caldera, ya que definen casi en su totalidad la superficie de calefacción. Es la parte mas sensible y sobre la cual se esmeran los cuidados. Se encuentran acomodados en los palacios de los espejos, se fijan a éstos, rolándolos y reboteándolos; a los tubos del segundo paso en la entrada de los gases adicionalmente se les aplica un cordón de soldadura.

Las dimensiones estandarizadas de los tubos flux con costura se ubican entre los 2.55 y 6.10 m con diámetros de 50.8 ó 63.5 mm en calibre 12, 11 y 10 dependiendo del diseño. Una caldera de 10.5 kg/cm^2 usa calibre 12 en acero SA-178-A.

TAPAS

Las tapas de las calderas de tubos de humo tienen varias funciones. Se definen tres tipos de tapas en una misma unidad, la tapa posterior, intermedia y la frontal. La intermedia y posterior realizan un sello para que los gases de combustión no escapen, además de contener en su interior los materiales refractarios y mamparas para formar el tercer y cuarto paso. La tapa frontal e intermedia sellan y forman la caja de aire para la combustión. La tapa frontal adicionalmente tiene maquinados los soportes y accesos para el quemador, ventilador, tablero de control, controles, etc.

AISLAMIENTOS

En este tipo de caldera se tienen cuatro aislamientos básicos, el refractario de la tapa posterior, el del hogar, el de la tapa intermedia y el del cuerpo.

El refractario de la tapa posterior es del tipo colado ó vaciado, está compuesto por varias capas de distintos materiales. Existe recientemente un refractario para las tapas traseras llamado monolítico y formado por un solo material con juntas de expansión. Su función además de la de aislar el calor de la flama es el de formar una mampara para guiar a los gases a la entrada del segundo paso, en esta sección se coloca la mirilla para visualizar el hogar.

La tapa intermedia tiene un aislamiento de un solo material, forma la mampara del tercer y cuarto paso de los gases. El refractario del hogar esta formado por ladrillos, sirve como protección al metal del hogar metálico de las temperaturas de combustión y da acomodo al quemador.

El aislamiento del cuerpo de la caldera es llamado envolvente. Esta constituido por una capa de entre 50 y 80 mm de lana mineral o fibra de vidrio fijada con lamina negra.

2.4.2 COMPONENTES DE LAS CALDERAS DE TUBOS DE AGUA

Las calderas son formadas por la unión de un sin número de elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos que en conjunto forma y mantienen una operación eficiente y confiable. A continuación se describen los principales elementos mecánicos que conforman una caldera de tubos de agua:

DOMO DE VAPOR

Es un recipiente a presión con la mitad de su volumen ocupado por agua y la otra por vapor, su función es separar el vapor saturado de la mezcla líquido-vapor, descargada por los tubos de evaporación. El agua es inyectada al domo, debido a diferencia de densidades entre el agua que entra y la que se encuentra dentro. El agua recircula en forma natural bajando por los tubos al domo de agua ó cabezal, de ahí vuelve por los tubos de evaporación al domo de vapor.

Así mismo esté domo recibe los acondicionamientos químicos para la limpieza de las superficies internas en domos, tubos y válvulas.

Los domos en su interior contienen una serie de dispositivos mecánicos por medio de los cuales se efectúa la separación líquido-vapor por medio de gravedad o centrifugado. La separación por gravedad es generalmente defectuosa, se ve afectada por las condiciones de operación de la caldera como presión de operación, demanda de vapor, nivel y composición química del agua dentro de la caldera. Para facilitar esta separación se usan separadores primarios de placa deflectora y placa divisoria.

En la separación por centrifugado se usan ciclones, los ciclones son secciones cilíndricas de acero con una rejilla de lámina corrugada en su parte superior, se colocan a lo largo del domo. La mezcla líquido-vapor se inyecta tangencialmente al cuerpo del ciclón, logrando un flujo circular con una gran fuerza centrífuga, la cual formará una película de agua en las paredes del cilindro, resbala al fondo y es descargada. El vapor se mueve hacia el centro y luego hacia arriba libre de humedad. Si se requiere mayor refinamiento en la separación se usan rejillas de lamina corrugada en la parte alta del domo, justo antes de la salida.

DOMO DE AGUA

El domo de agua es un recipiente a presión colocado por debajo del domo de vapor. El domo de agua recibe el agua de baja temperatura que viene del domo de vapor, la distribuye hacia los tubos generadores de subida y a los que forman las paredes de agua del hogar, a su vez sirve como depósito de sedimentos, los cuales son drenados periódicamente. El domo de agua sólo existe en las calderas con tubos curvos ya que en las de tubos rectos es sustituido por un cabezal de fangos.

TUBOS DE LA CALDERA

Dentro de la caldera existe una gran variedad de tubos cuya función es específica dependiendo de la sección del generador de vapor donde se encuentran y de la posición de los quemadores, así se tiene:

- Tubos del banco generador: estos tubos tienen la función de convertir agua en vapor y transportar agua del domo de vapor al de agua.

- Tubos pantalla: llamados así por que forman una división entre el hogar y el banco generador, además generan vapor y forman una mampara que conduce a los gases de combustión hasta el fondo del hogar.
- Tubos del horno: colocados en las paredes laterales, frente a quemadores y pared posterior, forman el hogar. Sobre estas paredes se ubican los accesos, registros y mirillas. Dichos tubos se encuentran en contacto con las temperaturas más altas, por lo cual son los principales generadores de vapor.
- Tubos de suministro: sirven para conducir el agua del domo de agua a las paredes del horno.
- Tubos de retorno: al igual que los de suministro sirven para conducir la mezcla líquido-vapor de las paredes del horno al domo de vapor.
- Tubos de vapor saturado: conducen el vapor saturado, casi seco, de la salida del domo de vapor hacia el proceso o al sobrecalentamiento.
- Tubos de sobrecalentamiento: forman serpentines por donde el vapor seco es sobrecalentado y recalentado hasta la temperatura de trabajo, se localizan en el hogar mismo o atrás de los tubos pantalla.

QUEMADORES

Los quemadores se sitúan frente a los tubos del horno, se encuentra uno o varios dependiendo de la capacidad de la caldera. Su función es preparar las condiciones para que la combustión se realice eficientemente. Introducen el combustible atomizándolo y regulan el aire para producir la combustión, además deben de mantener una buena relación aire-combustible durante los periodos de variación de carga y garantizar una operación segura.

SOBRECALANTADOR Y RECALENTADOR

El sobrecalentador y recalentador son usados para elevar la temperatura del vapor. El proceso se realiza a la presión de operación, refiriéndonos a un diagrama temperatura-entropía se inicia en el punto situado en la línea de vapor saturado a presión constante.

Los procesos de sobrecalentamiento y recalentamiento son realizados por convección y radiación, o una combinación de ambos. Se instalan en el área de paso de los gases de combustión una vez que salen del hogar o se colocan en el hogar atrás de los tubos pantalla. Sus tubos pueden ser lisos, aleteados o anillados.

ATEMPERADOR

Con la finalidad de regular la temperatura del vapor a la salida de la caldera se instala un atemperador, el cual funciona cuando hay variaciones en la cantidad de calor absorbido por los elementos del sobrecalentador y recalentador. El atemperador puede localizarse antes del recalentador o entre un recalentador primario y uno secundario, los atemperadores se dividen en dos tipos: los de superficie y los de contacto, en el primero el vapor esta separado del medio de enfriamiento por una superficie de calefacción, dentro de este tipo encuentra el de domo y el de intercambiador. En los de contacto directo el vapor se mezcla con el medio de enfriamiento (agua) y el más común es el de inyección.

TIROS Y CHIMENEAS

Las chimeneas son los elementos que conducen los gases de combustión a la atmósfera, hasta la altura de descarga reglamentaria, para lograrlo hacen uso de un tiro, el tiro sirve para hacer llegar el aire necesario al hogar para la combustión. A demás arrastra a los gases de combustión hacia la descarga, haciéndolos pasar por los regeneradores (economizador, precalentador de aire), así como por la chimenea. El tiro puede ser

natural o mecánico el primero se produce térmicamente, el segundo por inyectores de vapor o ventiladores. El tiro debe vencer la resistencia que presentan distintos accesorios como son: los conductos, mamparas, deflectores, registros, recalentadores, economizadores, precalentadores, hollín, cenizas, velocidad de oxidación del combustible y presión de descarga en la chimenea (atmósfera).

2.5 EQUIPO OPCIONAL DE CALDERAS

ECONOMIZADOR

Es un equipo instalado en las calderas cuyo funcionamiento no es esencial para la generación de vapor, forma parte del equipo auxiliar y se instala para mejorar el rendimiento de la caldera al precalentar el agua de alimentación por medio de un serpentín de tubos colocado a la salida de los gases. Las ventajas de la instalación del economizador son las siguientes: reducción de esfuerzos en los metales sujetos a presión, disminución de choques térmicos, incremento en la eficiencia térmica al recuperar calor e incremento de la capacidad de generación. Otro tipo de economizador es el que utiliza un flujo de vapor para calentar el agua de alimentación por contacto directo entre el vapor y el agua.

PRECALENTADOR DE AIRE

Equipo utilizado en el generador de vapor para precalentamiento del aire de combustión. Al igual que el economizador mejora el rendimiento térmico de la caldera. El precalentador transfiere calor de los gases de combustión al aire que va a entrar para realizar la combustión, su uso depende de los requerimientos de la operación y de factores económicos de la instalación. El precalentador se instala antes de descargar los gases a la atmósfera y existen varios tipos de estos como: tubulares, de placas, de placas rotatorias, etc., su instalación produce las siguientes ventajas:

1. Incremento en la eficiencia de la combustión, debido a un menor tiempo para alcanzar la temperatura de ignición.
2. disminución del exceso de aire, dando una estabilidad en la combustión.
3. incremento de la eficiencia de la caldera debido al uso del combustible casi en su totalidad.
4. reducción de la emisión de hollín y del endurecimiento de las superficies de los tubos con lo cual se aumenta o mantiene la transferencia de calor por conducción.

TANQUE DE REVAPORIZACIÓN

Equipo recuperador de calor y de agua de purgas, el cual también es llamado tanque ciclónico debido al principio de operación, también es conocido como "Flash". El agua purgada del interior de la caldera a la presión de trabajo entra tangencialmente al tanque y se expansiona hasta la presión del mismo. El vapor generado es separado y enviado al tanque de condensados. El agua que no se evaporizó es enviada a la fosa o al intercambiador de calor de purgas. Las dimensiones de estos tanques dependen de la cantidad de agua a purgar y de la presión de trabajo.

RECIRCULACIÓN DE GASES

La recirculación de gases de combustión tiene la función de reducir la formación de óxidos de nitrógeno durante la poscombustión debido a las elevadas temperaturas en la combustión, las temperaturas altas (1600 - 1900 °C) son precursoras de la asociación del oxígeno con el nitrógeno y las partículas de azufre. La finalidad de la recirculación de gases es reducir la formación de los óxidos de nitrógeno y de azufre que en la atmósfera libre formarían con el agua y la radiación solar, lluvia ácida y ozono. La recirculación se realiza mediante los tiros, siendo forzada e inducida. Cada forma de recirculación presenta sus ventajas y desventajas. Los sistemas de recirculación de gases están constituidos por varios elementos, entre ellos se tienen: 1) ventilador, que toma un porcentaje del volumen total de gases a la entrada de la chimenea y lo introducen en la poscombustión para disminuir la temperatura de la flama y reducir así la posibilidad de asociación del oxígeno y nitrógeno, 2)

compuertas, el control del flujo de gases recirculados se logra por medio de un sistema de compuertas, 3) caja quemador, permite la introducción del flujo de gases en la sección de poscombustión sin perturbar a la flama principal; todo esto trabajando en forma sincronizada con el control de modulación de la caldera.

CARBURACIÓN AUTOMÁTICA

El control automático de la combustión es realizado con un equipo electrónico-neumático que simultáneamente monitorea los parámetros de la combustión y por el otro regulan el flujo de combustible-aire; logrando mantener en todo momento, aun en los periodos de variación de carga una combustión eficiente, sin exceso y falta de aire. Con la operación de este equipo se evita la formación de monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y de azufre, además de mejorar el consumo de combustible y formación de hollín. El control automático de la combustión esta formado por sensores de gases, un sistema electro-neumático de acción sobre válvulas y compuertas, además de un módulo computarizado, el cual registra, gráfica y corrige la relación aire-combustible, basándose en un patrón seleccionado por quien lo programa.

CAPTADORES DE PARTÍCULAS

Los captadores de partículas son colocados en algún punto de la chimenea antes de la descarga, su finalidad es capturar las partículas generadas durante la combustión, debidas a la mala combustión, suciedad del combustible, desprendimiento de capas de hollín, cenizas, etc. Existe una gran variedad de colectores, se encuentran desde el mas simple y usual, el colector de hollín, hasta un sistema electrostático, pasando por ciclones y demás equipos que funcionan con los principios de adsorción y absorción. Los equipos de adsorción son más comunes, teniendo cada uno sus características de aplicación propias.

QUEMADORES ESPECIALES

Los quemadores junto con los programadores son los equipos de la más alta tecnología y variedad en las calderas, entre los quemadores especiales se tienen: 1) los de alta modulación y 2) los estequiométricos; Ambos con diferentes presentaciones comerciales, de tipo paquete, de baja emisión y de combustibles especiales. Además permiten, por si solos, elevados niveles de eficiencia en la combustión y un control por medio de sistemas automáticos o manuales.

FILTROS DE COMBUSTIBLE

La función de los filtros de combustible es eliminar las impurezas contenidas en el combustible antes de ser introducido al quemador, logrando prevenir la formación de cenizas, hollín y su emisión a la atmósfera. Además se logra mejorar la operación del quemador al reducir su ensuciamiento, desajuste; Adicionalmente el mantenimiento de la caldera se reduce al tener que limpiar con menos frecuencia superficies de calefacción, líneas de combustible y depósitos. Si el combustible usado es de mala calidad, la instalación de los filtros es indispensable.

PURGAS AUTOMÁTICAS

Las válvulas de purgas manuales no pueden faltar en ninguna caldera. La operación de las válvulas se mejora con el sistema automático de monitoreo de la conductividad del agua a través de un sensor y el accionamiento de la electro válvula NC de purga automática accionada por el controlador al llegar al valor de la conductividad al máximo programado. El proceso de purga se optimiza al ser realizado únicamente cuando es necesario, así se evitan daños al equipo, pérdidas de calor y agua. Este equipo funciona tanto para la purga de fondo, como para la purga de superficie, adaptandose en forma inversa para operar como purga continua al colocar una electro válvula NA.. Aunque bien, este proceso puede ser sustituido por la purga continua, dimensionando la tubería de salida del agua en función de la tasa de purga y presión de operación.

PROGRAMADORES

El control principal de la caldera lo constituye el programador. En la secuencia de operación del programador se encuentra almacenada la información que secuencialmente hará funcionar a la caldera. De la operación del programador, depende el funcionamiento óptimo de la caldera, al permitir operar con el mínimo de disturbios, contratiempos, y con el máximo de seguridad: proporcionando la información oportuna y precisa de todos los parámetros. Los controles programadores más modernos realizan la operación y monitoreo a control remoto vía una computadora y un módem. Es en los programadores donde el mercado de calderas ofrece la mayor variedad de equipos y modelos. La calidad en el diseño y operatividad del programador no garantiza por sí sola una operación óptima y segura de la caldera, ya que el programador es alimentado con las señales que sobre los parámetros de funcionamiento le envían los sensores y controles.

MEDIDORES DE FLUJO

Los medidores de flujos y de parámetros de operación son necesarios si se quiere tener un perfecto control en la operación de la caldera. La aplicación del concepto de una "buena instrumentación" en cualquier equipo o proceso se refiere a la facilidad para realizar las mediciones de los parámetros de operación y funcionamiento. Con las mediciones se puede determinar si se cumple con las condiciones óptimas de funcionamiento, y no estar adivinando dichos valores.

En la siguiente sección se presenta la descripción de los accesorios que realizan el control y la operación en las calderas tanto de tubos de humo como en las de tubos de agua.

2.6 CONTROLES DE CALDERAS

La operación óptima y segura de una caldera depende de la atención que se preste a los parámetros de operación y al buen estado del equipo. Los controles instalados en una caldera son los mismos en todas, solo varían en el grado de tecnología usada y mecanismo para realizar el control. Cada parámetro de operación es medido y registrado, en algunos casos gráfico. El control avisa de anomalías en el funcionamiento, además de modificar la operación de la caldera vía el programador, ya sea en forma manual o automática. Siendo equipos de alto riesgo, NINGUNA medida de seguridad y control está demás.

CONTROL DE LA PRESIÓN DE OPERACIÓN (PRESIÓN DE VAPOR)

El control de presión regula el paro y arranque de la caldera. Se ajusta en función de la presión de trabajo y opera dentro de un rango dado por una presión diferencial para el paro y el arranque, generalmente el diferencial de presión entre el paro y el arranque de la caldera por presión no es mayor a 1.5 kg/cm^2 . Existen controles de presión desde 1 hasta 21 kg/cm^2 con cápsulas de mercurio, su operación se complementa con el control de modulación.

CONTROL DE MODULACIÓN

El dispositivo de modulación se coloca después del control de presión en la línea llamada de presuretroles. El control de modulación vía el programador y el motor compuerta regula la operación automática de la caldera al permitirle por sí sola subir y bajar carga, siguiendo a la demanda de vapor. El control de modulación al igual que el de presión se ajusta en el rango de presión trabajo de la caldera. La función del dispositivo de modulación es mantener la presión del vapor en función de la demanda dentro del rango de paro y arranque, permitiendo que la caldera no pare, con esto se logra reducir los ciclos de encendido, riesgos de falla y desgaste excesivo de piezas. El control existe para presiones de operación entre 1 y 21 kg/cm^2 con reostato.

CONTROL DE NIVEL

La columna de nivel y los electrodos de nivel son los elementos más comunes para mantener en la caldera el nivel normal de agua. El control de nivel realiza dos funciones, la primera en forma directa, consiste en parar y arrancar la bomba de alimentación de agua; la segunda, es realizada vía el programador para suspender la operación de la caldera cuando el nivel del agua no es restablecido. Existe una variación en algunos controles de la primera función, la cual consiste en un control proporcional para el accionamiento del motor de la bomba de agua, lográndose variar la velocidad del motor, evitando su paro y arranque. El buen funcionamiento del control de nivel es vital para las partes metálicas en cargadas de generar el vapor. El control de columna de nivel con flotador y cápsulas se usa para baja presión, con electro imán y electrodos para alta presión.

CONTROL DE TEMPERATURA

Sustituye al control de presión en las calderas de agua caliente, realiza la misma función y trabaja junto con el control de modulación cuando está presente. El control también es llamado acuastato, se instala en serie de dos, uno para el paro y el otro para el arranque.

CONTROL DE ATEMPERACIÓN

La atemperación del vapor es realizada para garantizar una temperatura constante del vapor sobrecalentado. Es muy raro verlo en calderas industriales, dado que su utilización se restringe a ciclos de fuerza.

CONTROL DE SEGURIDAD

Las válvulas de seguridad constituyen el mecanismo por el cual se prevé la despresurización de la caldera en caso de falla del control de presión. Su función es desalojar en un corto tiempo el vapor acumulado. Las válvulas se calibran a una presión 10 % arriba de la presión de operación, si existe más de una válvula, su calibración es escalonada. La capacidad de desalojo de vapor de estas válvulas debe ser un poco mayor a la capacidad de generación de vapor de la caldera, con el fin de permitir desalojar entre un 8 y 12 % de la masa de vapor acumulada antes de volver a cerrar.

CONTROLES VARIOS

Existen en las calderas una gran variedad de controles llamados límites, los cuales deben estar en su posición correcta antes del encendido de la caldera y durante su operación, si alguno no guarda la posición correcta la caldera no entrara en operación o saldrá de servicio y indicara la causa. Entre estos tenemos los siguientes:

- Presión de atomización
- Flujo de aire
- Presión de combustible
- Voltaje
- Nivel de agua
- Seguro del quemador
- Posición de fuego bajo
- Señal de flama
- Temperatura de combustible
- Varido de gases

Los controles mencionados son los mas comunes, se encuentran en cualquier equipo y marca, existen otros más sofisticados que caracterizan a una marca o tipo de operación.

2.7 OPERACIÓN ÓPTIMA DE CALDERAS

Un equipo mal operado repercutirá en los costos de operación debido a gastos generados por: reparación de daños, desperdicio de combustible, gasto excesivo en refacciones, tiempos muertos de operación, retraso del proceso, inversión improductiva, distracción de recursos financieros, materiales, humanos e inseguridad. Todo esto traducido en una mala imagen y pérdida de competitividad.

Existen tres tipos de sistemas de operación en las calderas, 1) con una posición de flama, 2) con dos posiciones de flama y 3) con modulación de flama. Cada fabricante presenta sus modelos en base a su sistema de operación. Los modelos de calderas para una posición de flama o para demanda constante de vapor, no tienen ningún grado de flexibilidad. Modelos con dos posiciones de flama, fuego alto y bajo, éstas tienen la posibilidad de adaptarse a dos condiciones de carga. Las calderas más usadas son las que pueden ajustarse a cualquier condición de demanda dentro del rango de carga, dependiendo del diseño varían la generación de vapor desde el 100 % hasta un 25 ó 30 %, presentan un alto grado de flexibilidad.

Los sistemas de operación de las calderas son óptimos, si operan donde las condiciones del proceso al que le darán servicio de vapor requieren de un equipo con tales características. Si el equipo no tiene las características del proceso su operación será difícil, costoso y no podrá atender con calidad la demanda de vapor; no por que el equipo sea de mala calidad y diseño; si no, por que no se seleccionó adecuadamente tanto el tipo de sistema de operación como la capacidad.

¿Cómo se obtiene una operación óptima? Un equipo tiene una función bien específica, acompañada de un cierto grado de flexibilidad; esto es, se diseño para realizar una función dentro de un rango óptimo, ajustando su funcionamiento dentro de éste con facilidad y eficiencia.

La operación óptima de una caldera se compone de:

- seguridad
- eficiencia
- economía
- productividad
- constancia
- mantenimiento

El conjunto de todos estos factores dará el grado de optimización en la operación. Hay que visualizar con claridad qué implica cada uno para con ello identificar los factores que los afectan. Siendo equipos altamente intensivos en el uso de combustibles fósiles, su operación requiere de un gran cuidado, tanto por el lado del costo económico, como por el de la seguridad.

La calidad y confiabilidad de un equipo le permite estar presente y permanecer en los mercados. Tener calidad y confiabilidad no necesariamente garantiza que se domine el mercado, se debe competir con los equipos de las otras marcas en cada uno de los aspectos que proporcionan una operación óptima. De la competencia resultaran unos equipos mas económicos que otros, pero con menor prestigio o marcas con incursión reciente en el mercado; se tendrán equipos con menores costos de operación y mantenimiento, ó marcas que ofrezcan mejor servicio de posventa. Así el equipo que reúna más aspectos de publicidad, de tecnología, de prestigio, de servicio, etc, tendrá más dominio y presencia en el mercado.

Todos los equipos existentes cubren los requisitos de seguridad mínimos requeridos por las normas internacionales y nacionales de fabricación, (ASME, DIN, NOM), así como reglamentos para la operación. La selección de un equipo depende en primera instancia del costo del mismo, después, el servicio de posventa, seguido de la marca, aquí la experiencia del usuario con este tipo de equipo influirá en la decisión, ya que la mayoría de los usuarios cuenta con equipos o conoce el servicio del fabricante y sus distribuidores.

Una vez seleccionado el equipo por el usuario con la asesoría del representante de la marca. La caldera si fue bien seleccionada e instalada operara dentro de los estándares de funcionalidad y economía; si no, será el

foco de atención y preocupación de operadores, gerentes y directivos al no satisfacer las necesidades del proceso para el cual fue adquirida.

La satisfacción de la demanda de vapor debe ser cubierta con cantidad y calidad dentro del rango óptimo de operación del equipo (diseño del fabricante). Un equipo que tiene que trabajar fuera del rango de operación por mala selección de las características de operación y capacidad, será ineficiente.

Un equipo con más capacidad (sobrado) de la que se requiere, presentará desde su adquisición dos problemas: 1) operación por debajo de rango óptimo de carga y 2) inversión financiera en capacidad improductiva excesiva. Tal situación generara pérdida de recursos financieros en la adquisición de la capacidad sobrante; además se presentará desgaste excesivo de partes y componentes durante los periodos de paro y arranque provocados al generar mucho más vapor del que se consume. Así mismo, el accionamiento repetitivo de controles y elementos de la caldera incrementa la probabilidad de que se presente alguna falla.

En contra parte un equipo corto en capacidad presentará problemas en la operación e incumplimiento en la demanda de vapor. Una caldera en esta situación requerirá de más tiempo para alcanzar las condiciones de trabajo, en operación continua la presión de trabajo no podrá ser mantenida. Se presentaran disturbios en el control de nivel debido al excesivo oleaje en la superficie del agua; el vapor generado contendrá mayor humedad, se presentara arrastre de condensado, pérdida de temperatura y presión; repercutiendo directamente sobre las líneas de vapor, máquinas y sobre el proceso en general.

La instalación de una caldera añadirá otro grado de optimización al sistema. La selección, instalación y operación correcta de los equipos auxiliares brindara protección a los componentes de la caldera, mejorara el proceso de combustión, evaporación, transporte de vapor y recuperación de calor.

La operación óptima del equipo requiere además de las características tecnológicas y de mercado que:

Es necesario que el ajuste, control y mantenimiento de la caldera no sean complicados, de lo contrario se encarecen los costos de operación. Entre más complicada sea la operación y el mantenimiento de los equipos, el grado de especialización de las personas que realizan dichas funciones es mayor. Por lo tanto es necesario capacitar al personal propio o contratar mano de obra especializada.

Una caldera es básicamente un cambiador de calor (el 70% de su costo lo constituyen las superficies de calefacción) con su propia fuente generadora del fluido calefactor, su rendimiento depende de tres factores: eficiencia de combustión, rapidez en la transferencia de calor al líquido de trabajo y reducción de pérdidas por radiación y conducción.

Todas las acciones encaminadas a mejorar el rendimiento de una caldera deben atender a los tres factores mencionados en el párrafo anterior. Así cada fabricante ofrece para estos casos, sistemas de mejor tecnología y equipos auxiliares, los cuales pueden ser incorporados a las calderas nuevas o en uso a petición del cliente.

Una caldera que no cuenta con equipos auxiliares trabajara con una eficiencia menor y además requerirá de mayor atención. No se debe permitir a la caldera y a su operación: 1) el ensuciamiento de las superficies de calefacción, 2) el desajuste en el sistema de combustión, 3) el mal estado de refractarios y aislamientos, 4) el arrastre de condensado, 5) el aire en líneas de vapor, 6) la falta de purga, 7) la purga excesiva, 8) la falta de retorno de condensados, 9) la no recuperación de agua y calor en las purgas.

La limpieza de las superficies de calefacción incluye el lado del agua y el lado de los humos. Su ensuciamiento está ligado por el lado agua al tratamiento del agua de alimentación, acondicionamientos y frecuencia de purgas; el buen estado de estos aspectos depende del grado de conciencia que tengan las personas en cargadas de llevarlas a cabo. Los equipos que realizan y controlan estas funciones existen en el mercado en modelos sencillos y sofisticados.

La limpieza de las superficies por donde circulan los humos está ligada a la combustión y calidad del combustible. Una caldera bien operada, trabajando dos turnos por día deberá ser deshollinada cada 9 meses quemado gas, cada 6 meses quemado diesel o gasóleo; cada 4 meses quemando combustóleo; esto como recomendación general de los fabricantes, basado en el factor de limpieza usado para el calculo de la superficie

de calefacción. En la práctica un equipo debe ser deshollinado cuando la temperatura de los gases en la chimenea esté por arriba de los 190°C., el rango óptimo de temperatura es de 160 a 190 ° C con equipo convencional. Una caldera mal carburada emitiendo humo puede hollinarse en un día.

El retorno de condensados calientes a la caldera permite por un lado reducir el consumo de combustible y por el otro el desperdicio de agua tratada. El sistema de retorno de condensados debe permitir el máximo retorno de agua a la mayor temperatura posible, con el fin de que el agua de alimentación a la caldera sea en su mayor parte agua destilada libre 100 % de materia mineral y con temperatura cercana a la de ebullición.

En forma generalizadas para todas las calderas y sistemas de generación de vapor industrial, las ideas y conceptos expuestos indican la forma mas sencilla y práctica para optimizar su operación y funcionamiento. Todo sistema, proceso y equipo es susceptible de mejorarse. La experiencia en el mantenimiento, operación y venta de estos equipos después de innumerables visitas a la industria del país, permite afirmarlo.

III. EMISIÓN DE CONTAMINANTES

COMBUSTIÓN y POSCOMBUSTIÓN

3.1 GENERALIDADES

La combustión ha sido la forma generalizada de obtener la energía necesaria para satisfacer los requerimientos de las actividades del hombre. Desde la quema de madera para cocinar en los tiempos antiguos y modernos, hasta la quema de combustibles de la peor calidad en los lechos fluidizados. Todo este proceso ha transcurrido con el mayor desarrollo en los últimos 150 años, teniendo su inicio con los fogones para la generación del vapor en las primeras máquinas, a partir de aquí el desarrollo ha sido acelerado y diversificado, impulsado por la globalización de tecnologías, mercados y la competencia entre las naciones. Este desarrollo en los últimos 50 años a llevado a la diversificación de combustibles y máquinas. Se paso así del uso de la madera, carbón, petróleo diáfano al uso de toda la gama de derivados del petróleo, clases de carbón, alcoholes, materia orgánica, gases, hidrógeno, para hacer funcionar hornos, motores, calderas, turbinas, estufas, calentadores, etc.

La diversificación y magnitud de los procesos de combustión ha hecho que los efectos secundarios generados sean un problema a nivel mundial. Tal es el caso del cambio climático (efecto invernadero) atribuido a la emisión de CO_2 , NO_x ; al SO_x le son ligados la destrucción de bosques y edificaciones debido a la lluvia ácida.

El efecto conjunto de los niveles altos de estos compuestos en el medio ambiente está generando un desequilibrio en los ecosistemas, dañando la salud de los seres vivos y poniendo en riesgo su sobrevivencia. Los humanos, viviendo en grandes conglomeraciones no están exentos de dichos daños.

La disminución de los efectos secundarios por el uso de combustibles puede atacarse desde el uso de la energía, la calidad de los combustibles, los sistemas de combustión, la eliminación de contaminantes emitidos sin control, la remediación de zonas dañadas, la limpieza de la atmósfera, con leyes y normas para su control, con programas de vigilancia, y con la concientización de la población; todo con el fin de mitigar la emisión de contaminantes, **para ofrecer a las generaciones actuales y venideras un ambiente sano, tal como nosotros lo recibimos, en el entendido que desarrollo y riqueza no están distanciados, concepto de desarrollo sustentable.**

El proceso de combustión engloba a la reacción química y al mecanismo por medio del cual se lleva a cabo en forma controlada, resultando como medida de la eficiencia de combustión la emisión de contaminantes.

Los contaminantes del aire son clasificados en dos grandes categorías: 1) Contaminantes primarios, emitidos directamente de fuentes identificadas y 2) Contaminantes secundarios, formados por la interacción entre dos o más fuentes primarias.

La obtención de una adecuada combustión requiere que el combustible entre en contacto con suficiente oxígeno y en una perfecta mezcla, con el fin de asegurar una oxidación completa.

Las etapas de la combustión como la preparación del combustible, la mezcla aire-combustible y la combustión son ejecutadas con dispositivos mecánicos. Los parámetros a considerar para poder controlar adecuadamente el proceso son: a) filtrado de partículas extrañas, b) precalentamiento de combustible y aire, c) pulverización o atomización del combustible, d) cantidad y mezcla aire-combustible, e) tiempo de combustión, f) temperatura de combustión, g) exceso de aire, h) variación de carga, i) generación de partículas; el conjunto de parámetros determinará el nivel de formación de contaminantes producidos por la combustión. Conociendo las características y etapas de la combustión es posible intervenir en ella, con el fin de disminuir los efectos no deseados.

3.2 QUÍMICA DE LA COMBUSTIÓN

REACCIÓN DE COMBUSTIÓN

La combustión, químicamente no presenta mayor complejidad que la de suministrar al quemador la cantidad exacta de aire y combustible para que ésta se lleve a cabo completamente, en general cualquier combustión de cualquier combustible debe acercarse lo mejor posible a una combustión estequiométrica, para reducir en lo posible la formación de contaminantes y disminuir las pérdidas de energía por combustible no quemado en los gases de combustión.

Para lograr esto recurriremos a expresiones experimentales que ofrecen aproximación de + - 5 % en los resultados, para determinar poderes caloríficos, volúmenes de aire, volúmenes de gases, todo en función de la composición química del combustible usado.

Existen poderes caloríficos a presión constante (líquidos), a volumen constante (gaseosos) y dentro de estos el superior e inferior, siendo el usado para cálculo de consumos energéticos el inferior, el cual considera la pérdida de energía para vaporizar la humedad del combustible y la formada durante la combustión.

La relación de REGNAT (Lu) proporciona la energía requerida para vaporizar un kilogramo de agua en función de su temperatura a presión atmosférica.

$$Lu = 606.3 - 0.695 t \quad [\text{kcal/kg}] \quad [t \text{ } ^\circ\text{C}]$$

En forma general 600 kcal son requeridas para vaporizar un kg de agua, y 482 kcal para un Nm³ de agua.

REACCIÓN Y CALOR DE COMBUSTIÓN (Cc)

La unión química de dos o más elementos mediante una reacción producirá compuestos y energía en forma de calor. A continuación se presentan los elementos, productos y calor de combustión comunes para los combustibles de origen fosil.

Tabla 3.1 Reacción y calor de combustión

C	+	1	O ₂	---->	CO ₂	+	95.58 kcal/mol ¹
C	+	0.5	O	---->	CO	+	29.52 kcal/mol
CO	+	0.5	O	---->	CO ₂	+	6905 kcal/mol
S	+	1	O ₂	---->	SO ₂	+	70.56 kcal/mol
H ₂	+	0.5	O ₂	---->	H ₂ O liq .	+	68.37 kcal/mol
H ₂	+	0.5	O ₂	---->	H ₂ O vap.	+	57.80 kcal/mol
CH ₄	+	3	O ₂	---->	CO ₂ + 2 H ₂ O liq.	+	214.50 kcal/mol
CH ₄	+	3	O ₂	---->	CO ₂ + 2 H ₂ O vap.	+	192.36 kcal/mol

¹: Cantidad de A = gr A / mol A

1 mol = 0.0224 Nm³ = CH₄ = H₂O =etc.

3.3 PODERES CALORÍFICOS

A la energía química contenida en las sustancias se le llama poder calorífico (PC). La magnitud del poder calorífico dependerá de la composición química de la sustancia, a mayor contenido de carbono e hidrógeno mayor es la energía contenida. Se llama poder calorífico superior (PCS) de un combustible a la capacidad de generar calor; el poder calorífico inferior (PCI) es igual a la capacidad de generar calor, menos el calor usado por la misma combustión en evaporar el agua contenida en el combustible y la formada por la unión química del hidrógeno y el oxígeno. La energía de vaporización del agua contenida y formada se expresa mediante las siguientes relaciones:

Combustibles sólidos o líquidos

$$PCS-PCI = 6 (9 H+E) \quad [\text{kcal/kg}]$$

Donde: H % hidrógeno contenido en el combustible.
E % H₂O humedad contenida en el combustible.

Combustibles gaseosos

$$PCS-PCI = 4.82 (H+E+n/2M) \quad [\text{kcal/Nm}^3]$$

Donde: M % hidrocarburo contenido en el combustible.
n # moléculas hidrógeno contenidas en el combustible.

Nota: Si el combustible es una mezcla de hidrocarburos n / 2M se sustituye por una sumatoria.

RELACIONES EXPERIMENTALES PARA CALCULO DEL PODER CALORÍFICO SUPERIOR

La composición química de los combustible determina la capacidad de generar calor durante el proceso de combustión, conociendo la composición másica de un combustible se puede establecer con precisión su poder calorífico.

Los parámetros necesarios para poder estimar el poder calorífico son los siguiente:

C % carbón	Ce % cenizas
H % hidrógeno	V % material volátil
Θ % oxígeno	S % azufre

Relación de DULONG para carbón, antracita, coque:

$$PCS = 80.8 C + 344 (H-\Theta / 8) + 25 S \quad [\text{kcal/kg}]$$

Relación de VON DRELEK para madera, turba, lignitos:

$$PCS = [78.6+2.8 (100-C)^{1/4}] C + 215 (H-(0.1 \Theta)) + 25 S \quad [\text{kcal/kg}]$$

Relación de GOUTA.

$$PCS = 82 C + a V \quad [\text{kcal/kg}]$$

$$C = 100 - (E + C_e + V)$$

$$v = 100 V / C + V$$

Tabla 3.2 Coeficientes a y v para la relación de GOUTA

v	5	10	15	20	25	30	35	40
a	145	130	117	109	103	98	97	80

PODERES COMBURENTE (VA), FUMÍGENO (VH) Y FUMÍGENO HÚMEDO (VFH).

Los pederes comburente, fumígeno seco y húmedo, se refieren al calor contenido en el volumen de gases (aire y/o productos de la combustión) involucrados en el proceso de combustión referidos a condiciones ISO (a 0°C y una ATM.)

VA, volumen de aire estequiométrico.	[m ³ /kg comb.]
VF, volumen de gases de combustión secos.	[m ³ /kg comb.]
VFH, volumen de gases de combustión húmedos.	[m ³ /kg comb.]

COMBUSTIBLES SÓLIDOS Y LÍQUIDOS

$$VA = 0.089 C + 0.267 H + 0.033 (S - \Theta)$$

$$VF = 0.089 C + 0.21 H + 0.008 N + 0.033 S - 0.026 \Theta$$

$$VFH = 0.089 C + 0.332 H + 0.008 N + 0.033 S + 0.012 H_2\Theta - 0.026 \Theta$$

COMBUSTIBLES GASEOSOS

$$VA = 0.024 (H + C\Theta) + 0.048 [M (m + n/4) - \Theta]$$

$$VF = 0.019 H + 0.029 C\Theta + M (0.048m + 0.0095n) + 0.01 (N + C\Theta_2) - 0.038 \Theta$$

$$VFH = 0.029 (H + C\Theta) + M (0.048m + 0.0145n) + 0.01 (N + C\Theta_2 + E) - 0.038 \Theta$$

Nota: Los términos M (0.048m+0.0095n) y M (0.048m+0.0145n) deben ser sustituidos por una sumatoria si el combustible se compone de varios hidrocarburos.

Determinando el volumen de aire necesario para realizar la combustión neutra o estequiométrica es posible establecer el poder calorífico superior mediante la ley experimental de las mil kilocalorías:

$$PCS = 1000 VA \quad [kcal/kg]$$

El PCS en función de VA tiene un error de 5 %, el cual puede ser corregido con las relaciones de Rossin y Fehlig.

Tabla 3.3 Combustibles Mexicanos líquidos de uso industrial ²

Elemento	Combustóleo	Gasóleo	Diesel
C	82.8 %	84.24 %	83.6 %
H ₂	10.4	12	12.4
S	2.93	0.986	0.5
H ₂ O	0.4	1.28	1.5
O ₂	0.2	0.04	1
N ₂	2.97	1.394	1
Ceniza	0.3	0.06	0
	100	100	100

Tabla 3.4 Poderes caloríficos y comburente calculados

	Combustóleo	Gasóleo	Diesel	
PCS-PCI	564.00	655.68	678.60	kcal/kg
VA	10.236	10.732	10.856	Nm ³ /kg
PCS	10236.09	107332.57	10856.70	kcal/kg
PCS	42.827	44.907	45.424	MJ/kg
PCI	9672.09	10076.89	10178.10	kcal/kg
PCI	40.468	42.161	42.585	MJ/kg

Tabla 3.5 Combustibles Mexicanos gaseosos de uso industrial ³

	20 °C		1 ATM.		Gas natural		Gas L.P.	
	m	n	%		m	n	%	
H ₂			10.8	iso-C ₄ H ₁₀	4	10	8.68	
CH ₄	1	4	76.3	CH ₄	1	4	3.15	
CO ₂			0.6	n-C ₄ H ₁₀	4	10	23.47 butano	
C ₂ H ₄	2	4	2.3	C ₅ H ₂	5	2	2.82	
C ₂ H ₆	2	6	6	C ₂ H ₆	2	6	.044	
C ₃ H ₆	3	6	0.7	C ₃ H ₆	3	6	0.05	
C ₃ H ₈	3	8	0.1	C ₃ H ₈	3	8	61.78 propano	
S			0.08	S			0.01	
C ₄ H ₄	4	4	3.2	C ₃ H ₁₀	1	10	2.74	
Total			100	Total			100	

² Fuente: Combustión y uso eficiente de generadores de vapor, CIME.

³ Fuente: Combustión y uso eficiente de generadores de vapor, CIME.
Colegio de ingenieros mecánicos y electricistas; Comité permanente de peritos en calderas y recipientes sujetos a presión.

Tabla 3.6 Poderes caloríficos y comburente calculados

	Gas natural		Gas L.P.	
PCS-PCI	985.69		2052.838	kcal/Nm ³
VA	8.9232		26.72232	Nm ³ /Nm ³
PCS	44.981	20 °C 10 ATM.	53.317	MJ/kg
PCS	8923.2		26722.32	kcal/Nm ³
PCI	7937.51		24669.48	kcal/Nm ³
PCI	40.01270	20 °C 1 ATM	124.3579	MJ/kg
PCI		20 °C 7 ATM.	70.31617	MJ/kg
PCI		20 °C 10 ATM.	49.22132	MJ/kg

3.4 ÁBACOS DE COMBUSTIÓN

El comportamiento real de los parámetros de la combustión como: a) exceso de aire, b) % de CO₂, c) % de oxígeno y d) % CΘ; pueden ser representados en un gráfico. Conociendo dos parámetros de la combustión se pueden saber los demás. A continuación se determinan los valores que definen el ábaco de combustión para los combustibles mexicanos.

El objetivo principal de establecer los ábacos de combustión es para determinar el nivel porcentual de CO₂ óptimo en la combustión estequiométrica.

a) DIESEL

De la sección 3.3 referente a los poderes comburente, fumígeno y húmedo tomamos las relaciones para los combustible líquidos:

$$VA = 0.089 C + 0.267 H + 0.033 (S-\Theta)$$

$$VF = 0.089 C + 0.21 H + 0.008 N + 0.0335 - 0.260 \Theta$$

Determinando estos valores con los datos de la composición másica del combustible, encontramos el porcentaje en volumen de la formación de bioxido de carbono:

$$\%V_{CO_2} = \frac{10C}{12F}$$

$$F = \frac{10C}{12} + \frac{10S}{32} + \frac{10N}{28} + \frac{79B}{21}$$

$$B = \frac{10H}{4} + \frac{10C}{12} + \frac{10S}{32} - \frac{10\Theta}{32}$$

Con los datos del volumen de CO₂ y el volumen de gases de combustión secos determinamos el valor máximo de formación de CO₂ y el valor para establecer el punto del exceso de aire del 100 %.

$$\alpha_0 = \frac{V_{CO_2}}{VF} \qquad e_{100} = x' = 21 \frac{VA}{VF}$$

Con estos valores construimos el diagrama de OSWALD, definiendo los puntos límites de dentro del cual puede desarrollarse la reacción de combustión para la composición dada del combustible.

Composición másica

C	83.6 %
H ₂	12.4 %
S	0.5 %
H ₂ O	1.5 %
N ₂	1 %

$$VA = (0.089)(84.6) + (0.267)(12.4) + (0.033)(0.5) = 10.8567 \frac{m^3 \text{ aire}}{kg_{comb}}$$

$$VF = (0.089)(84.6) + (0.21)(12.4) + (0.008)(1) + (0.033)(0.5) = 10.1579 \frac{m^3 \text{ humos-sec}}{kg_{comb}}$$

$$B = \frac{(10)(12.4)}{4} + \frac{(10)(84.6)}{12} + \frac{(10)(0.5)}{32} = 101.6562 \frac{mol_{O_2}}{kg_{comb}}$$

$$F = \frac{(10)(84.6)}{12} + \frac{(10)(0.5)}{32} + \frac{(10)(1)}{28} + \frac{(79)(101.6562)}{21} = 453.43433 \frac{mol_{humos-sec.}}{kg_{comb}}$$

$$\%V_{CO_2} = \frac{(10)(84.6)(100)}{(12)(453.434)} = 15.548\% = \alpha_0$$

$$VF\alpha_0 = (0.15548)(10.1579) = 1.5793 \frac{m^3 CO_2}{kg_{comb}} = V_{CO_2}$$

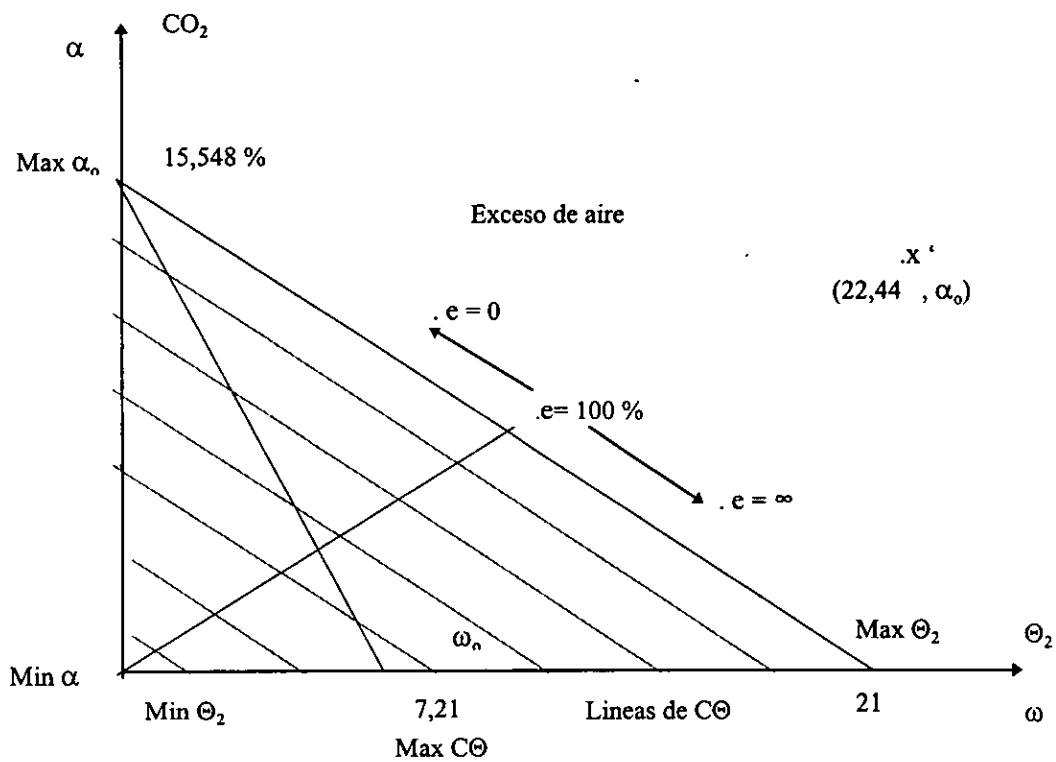
$$x' = \frac{(21)(10.8567)}{(10.1579)} = 22.444$$

$$0 = \alpha_0 - \left(\frac{\alpha_0}{100} + 2\right)(\omega_0)$$

$$\omega_0 = \frac{\alpha_0}{\frac{\alpha_0}{100} + 2} = \frac{15.548}{2.15548} = 7.21$$

Los coeficientes alfa y beta cero representan el valor máximo de bióxido de carbono y monóxido de carbono respectivamente. Beta en la combustión neutra es cero, con este dato se despeja y calcula omega cero.

Diagrama de Oswald para diesel



Definición

$$V_{co_2} = \frac{\alpha VF}{100}$$

$$V_{co} = \frac{\beta VF}{100}$$

$$(\alpha + \beta)VF = \alpha_0 VF \quad \text{si } \beta = 0 \quad C\Theta = 0$$

$\alpha = \alpha_0$ máxima eficiencia de combustión teórica ($vF=VF$).

Tabla 3.7 Valores típicos del $C\Theta_2$

Fuel oil	$15,6 < \alpha_0 < 16$
Carbón	$\alpha_0 = 21$
Gases pobres	$25 < \alpha_0 < 28$
Gas natural	$\alpha_0 = 12$
cuando $\omega = 21$ $e = \infty$	
$\alpha = \alpha_0$ $e = 0$	

b) Gasóleo

Composición másica

C	84.24 %
H ₂	12 %
S	0.986 %
H ₂ O	1.28 %
O ₂	0.04 %
N ₂	1.394 %
Ceniza	0.06 %

$$VA = (0.089)(84.24) + (0.267)(12) + (0.033)(0.986 - 0.04) = 10.73257$$

$$VF = (0.889)(84.24) + (0.21)(12) + (0.008)(1.394) + (0.033)(0.986) - (0.026)(0.04) = 10.06$$

$$B = \frac{(10)(12)}{4} + \frac{(10)(84.24)}{12} + \frac{(10)(0.986)}{32} - \frac{(10)(0.04)}{32} = 100.4956 \frac{\text{mol}_{\text{O}_2}}{\text{kg}_{\text{comb}}}$$

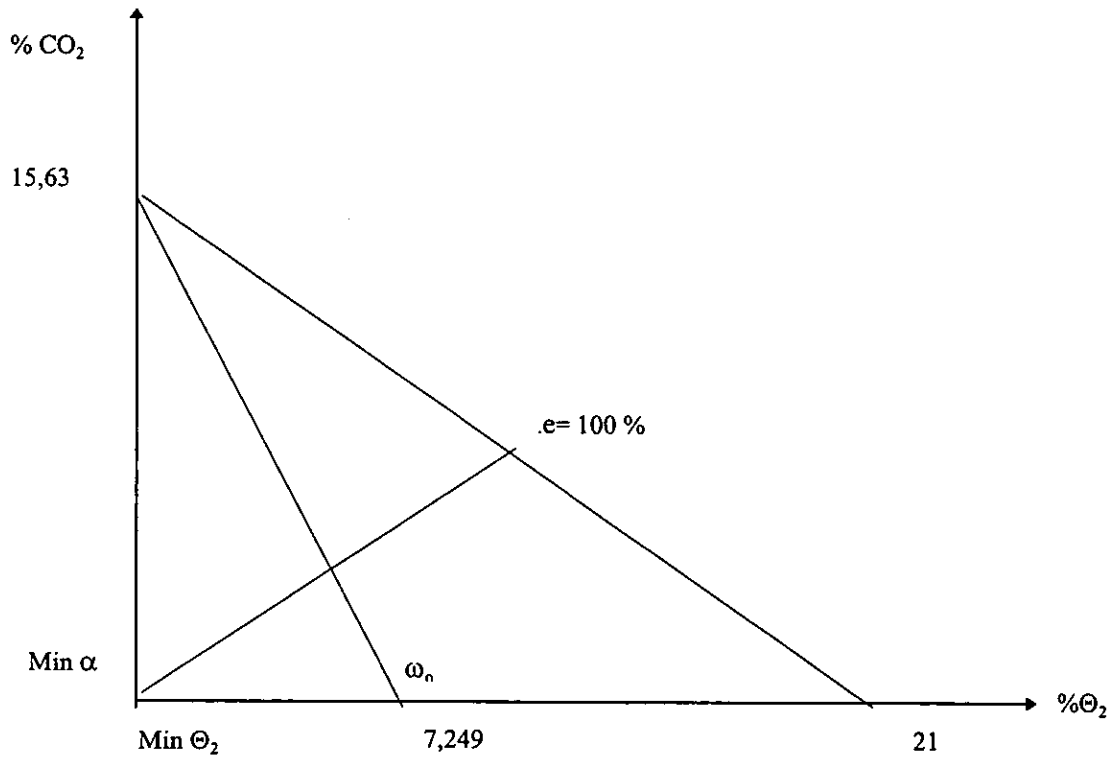
$$F = \frac{(10)(84.24)}{12} + \frac{(10)(0.986)}{32} + \frac{(10)(1.394)}{28} + \frac{(79)(100.4956)}{21} = 449.0609 \frac{\text{mol}_{\text{humos-sec.}}}{\text{kg}_{\text{comb}}}$$

$$\%V_{\text{CO}_2} = \frac{(10)(84.24)(100)}{(12)(449.0609)} = 15.632\%$$

$$x' = \frac{(21)(10.73257)}{(10.06)} = 22.4039$$

$$\omega_0 = \frac{15.632}{2.15632} = 7.249$$

Diagrama de Oswald
Gasóleo



c) Combustóleo

Composición másica

C	82.8 %
H ₂	10.4 %
S	2.93 %
H ₂ O	0.4 %
O ₂	0.2 %
N ₂	2.97 %
Ceniza	0.3 %

$$VA = (0.089)(82.8) + (0.264)(10.4) + (0.033)(2.93 - 0.2) = 10.23609$$

$$F = (0.089)(82.8) + (0.21)(10.4) + (0.008)(2.97) + (0.033)(2.93) - (0.026)(0.2) = 9.6684 \frac{m^3 \text{ humos-sec}}{kg_{comb}}$$

$$B = \frac{(10)(10.4)}{4} + \frac{(10)(82.8)}{12} + \frac{(10)(2.93)}{32} - \frac{(10)(0.2)}{32} = 95.853 \frac{mol_{O_2}}{kg_{comb}}$$

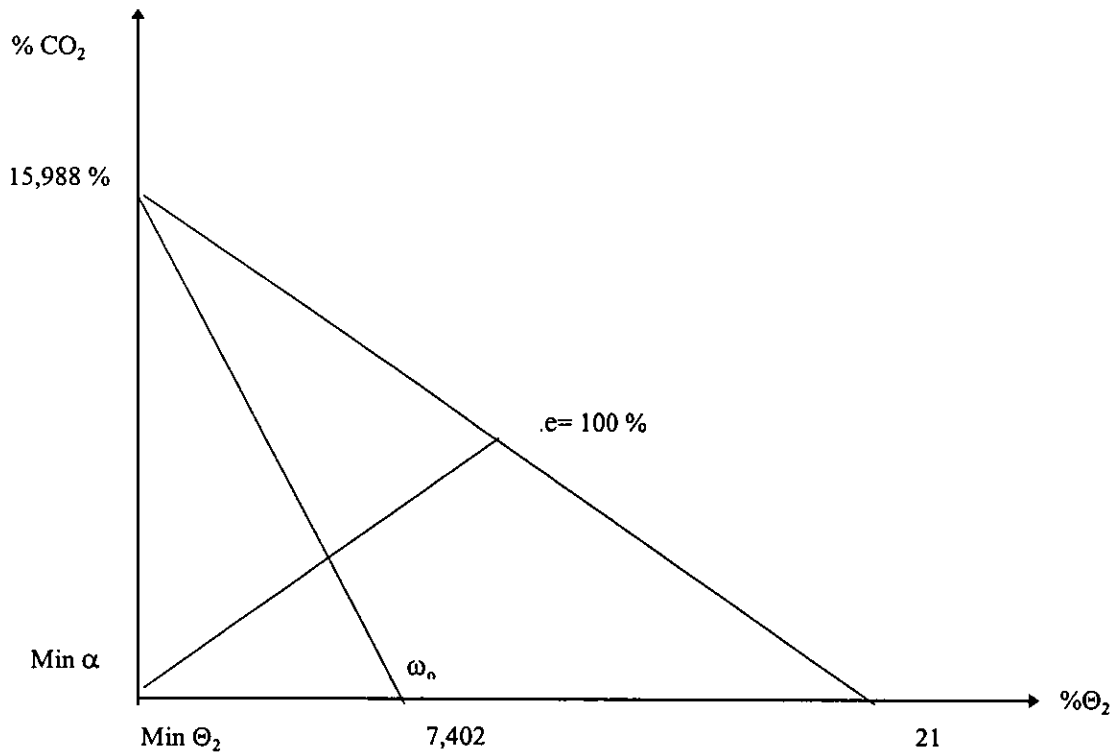
$$VF = \frac{(10)(82.8)}{12} + \frac{(10)(2.93)}{32} + \frac{(10)(2.97)}{28} + \frac{(79)(95.853)}{21} = 431.5666 \frac{\text{mol}_{\text{humos-sec.}}}{\text{kg}_{\text{comb}}}$$

$$\%V_{\text{CO}_2} = \frac{(10)(82.8)(100)}{(12)(431.566)} = 15.988\%$$

$$x' = \frac{(21)(10.23609)}{(9.6684)} = 22.23$$

$$\omega_0 = \frac{15.988}{2.15988} = 7.402$$

**Diagrama de Oswald
combustión**



d) Gas natural

Composición másica

H ₂	10.8 %
CH ₄	76.3 %
CO ₂	0.6 %
C ₂ H ₄	2.3 %
C ₂ H ₆	6 %
C ₃ H ₈	0.7 %
C ₃ H ₆	0.1 %
C ₄ H ₄	3.2 %

$$VA = (0.024)(10.8) + (0.048)\left((76.3)\left(1 + \frac{4}{4}\right) + (2.3)\left(2 + \frac{4}{4}\right) + (6)\left(2 + \frac{6}{4}\right) + (0.7)\left(3 + \frac{6}{4}\right) + (0.1)\left(3 + \frac{8}{4}\right) + (3.2)\left(4 + \frac{4}{4}\right)\right) = 9.8664 \frac{m^3 \text{ aire}}{m^3 \text{ comb}}$$

$$VF = (0.019)(10.8) + (76.3)\left[(0.048)(1) + (0.0095)(4)\right] + (2.3)\left[(0.048)(2) + (0.0095)(4)\right] + (6)\left[(0.048)(2) + (0.0095)(6)\right] + (0.7)\left[(0.048)(3) + (0.0095)(6)\right] + (0.1)\left[(0.048)(3) + (0.0095)(8)\right] + (3.2)\left[(0.048)(4) + (0.0095)(4)\right]$$

$$VF = 0.2052 + 6.56184 + 0.3082 + 0.918 + 0.1407 + 0.022 + 0.736 = 8.8919 \frac{m^3 \text{ himos-secos}}{m^3 \text{ comb}}$$

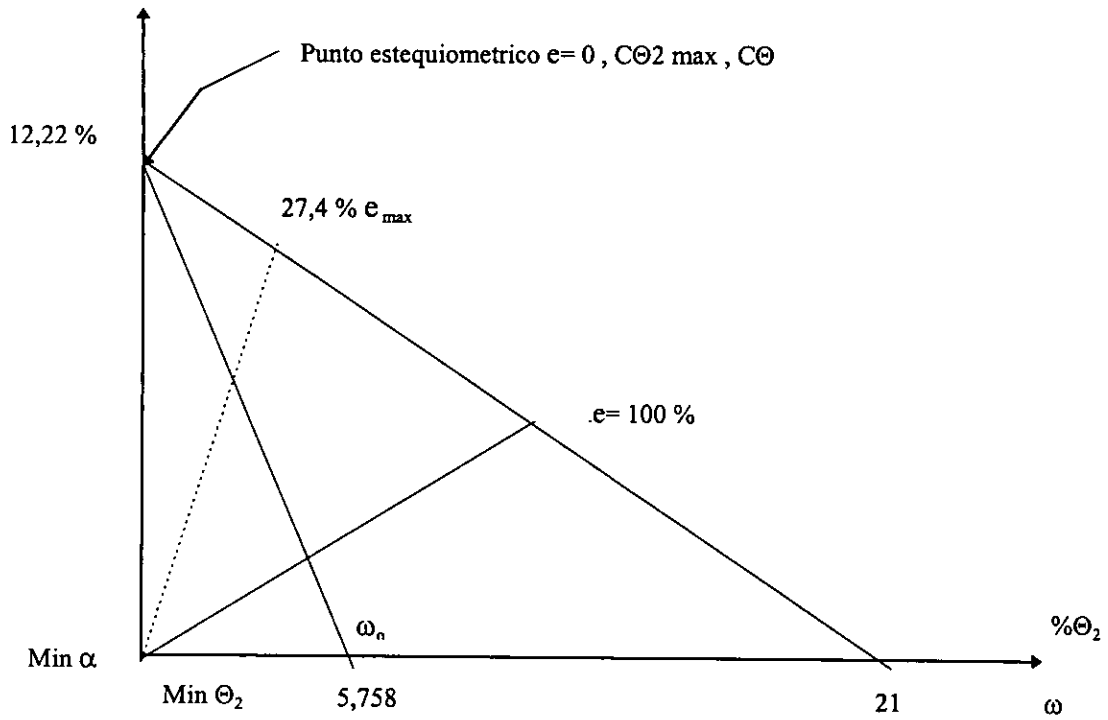
$$.V_{co_x} = (76.3)(1) + (2.3)(2) + (6)(2) + (0.7)(3) + (0.1)(3) + (3.2)(4) = 1.087 \frac{m^3 \text{ co}_x}{m^3 \text{ comb}}$$

$$\%V_{co_x} = \frac{1.087}{8.8919} = 12.224\% = \alpha_0$$

$$x' = \frac{(21)(9.8664)}{(8.8919)} = 23.30$$

$$\omega_0 = \frac{12.22}{2.1222} = 5.758$$

**Diagrama de Oswald
Gas natural**



e) Gas L.P.

Composición masica

isoC ₄ H ₁₀	8.68 %
CH ₄	0.02 %
C ₄ H ₁₀	23.47 %
C ₅ H ₂	2.82 %
C ₂ H ₆	0.44 %
C ₃ H ₆	0.05 %
C ₃ H ₈	61.78 %
C ₃ H ₁₀	2.74 %

$$.VA = (0.024)(10.8) + (0.048)\left(1 + \frac{4}{4}\right) + (8.68)\left(4 + \frac{10}{4}\right) + (0.02)\left(1 + \frac{4}{4}\right) + (23.47)\left(4 + \frac{10}{4}\right) + (2.82)\left(5 + \frac{2}{4}\right) + (0.44)\left(2 + \frac{6}{4}\right) + (0.05)\left(3 + \frac{6}{4}\right) + (61.78)\left(3 + \frac{8}{4}\right) + (2.74)\left(3 + \frac{10}{4}\right)$$

$$.VA = (0.048)(56.42 + 0.04 + 152.55 + 15.51 + 1.54 + 0.225 + 308.9 + 15.07) = 26.41248 \frac{m^3}{m^3}$$

$$VF = (8.68)[(0.048)(4)+(0.0095)(10)]+(0.02)[(0.048)(1)+(0.0095)(4)]+(23.47)[(0.048)(4)+(0.0095)(10)]+(2.82)[(0.048)(5)+(0.0095)(2)]+(0.44)[(0.048)(2)+(0.0095)(6)]+(0.05)[(0.048)(3)+(0.0095)(6)]+(61.78)[(0.048)(3)+(0.0095)(8)]+(2.74)[(0.048)(3)+(0.0095)(10)]$$

$$.VF = 2.4911 + 0.00172 + 4.482 + 0.7303 + 0.00673 + 0.01005 + 13.59 + 0.6548 = 22.0298 \frac{m^3 \text{ hmos-secos}}{m^3 \text{ comb}}$$

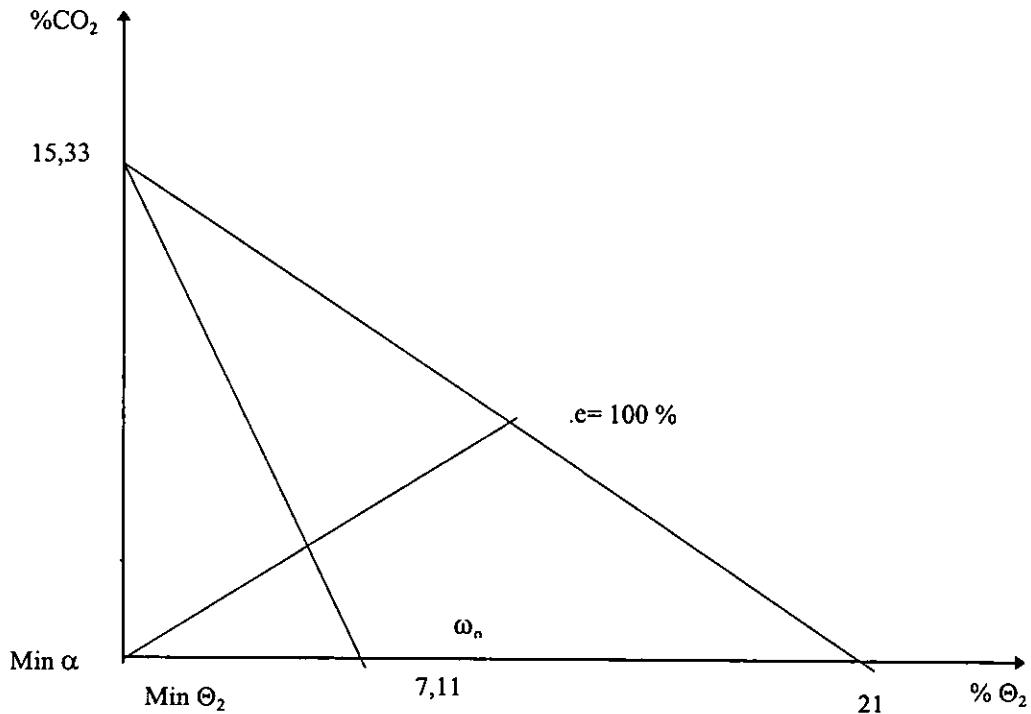
$$.V_{co_2} = (8.68)(4) + (0.2)(1) + (23.47)(4) + (2.82)(5) + (0.44)(3) + (0.05)(3) + (61.78)(3) + (2.74)(3) = 3.3775 \frac{m^3 \text{ co}_2}{m^3 \text{ comb}}$$

$$\%V_{co_2} = \frac{3.3775}{22.0298} = 15.331\% = \alpha_0$$

$$.x' = \frac{(21)(26.414)}{(22.0298)} = 25.1792$$

$$\omega_0 = \frac{15.33}{2.1533} = 7.119$$

Diagrama de Oswald
Gas L.P.



Con los valores hallados para los diagramas de OSWALD se podrá establecer el rango máximo y mínimo dentro de los cuales es posible realizar la combustión. Qué tanto se podrá ajustar la combustión real a estos valores dependerá de las condiciones mecánicas y físicas en las cuales se realice.

Comercialmente el precio de los combustibles se basa en el contenido energético y en la calidad con la cual se realiza su combustión.

El precio comercial de estos combustibles se expresa en términos de:

GAS L.P	\$/kg	PCI	49.2213 [MJ/kg]
GAS NATURAL	\$/m ³		33.21530 [MJ/Nm ³]
DIESEL	\$/l		549.604 [MJ/l]
GASÓLEO	\$/l		8666.132 [MJ/l]
COMBUSTÓLEO	\$/l		8898.322 [MJ/l]

PEMEX reporta como valores promedios de poderes caloríficos inferiores para los diferentes combustibles los indicados en la tabla 3.8, él **calculado o real** será la base para determinar los índices de emisiones, las emisiones por año y todo lo relacionado con este análisis. Los poderes caloríficos obtenidos varían respecto a los valores manejados normalmente.

Tabla 3.8 Poderes caloríficos superior e inferior⁴

COMBUSTIBLE	[MJ/kg]			PODER CALORÍFICO				
				SUPERIOR		INFERIOR		
	% C	% S	% N	E.U.A	NORMA	CALCULADO	PEMEX	CALCULADO
DIESEL	85	0.5	1	46.5	48	45.4	44.8	42.6
GASÓLEO	84	0.98	1.39	46.5	42	44.9	44.3	42.2
COMBUSTÓLEO	83	2.93	2.97	46.7	42	42.8	42.4	40.5
GAS L.P.	81.49	0.01	0.01	50.47	52	53.3	44.3	49.2
GAS NATURAL	74.20	0.08	3.59	47.1	48	44.9	43.1	40

Como ejemplo en la tabla 3.9 se presenta el consumo anual de combustible de una caldera de uso muy común en la industria.

Tabla 3.9 Consumo anual para 200 CC en operación típica

200	CC				
18	h/d				kg / año
332	d/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL	42.6	42.2	40.5	49.2	40
MJ/kg					
Eficiencia					
78%	1280730.1	1292869.7	1347138.3	1108924.8	1363977.6
80%	1248711.9	1260548.0	1313459.9	1081201.7	1329878.1
82%	1218255.5	1229802.9	1281424.3	1054831.0	1297442.1
84%	1189249.4	1200521.9	1250914.2	1029715.9	1266550.6
86%	1161592.4	1172602.8	1221823.1	1005769.0	1237095.9
88%	1135192.6	1145952.7	1194054.4	982910.7	1208980.1
90%	1109966.1	1120487.1	1167519.9	961068.2	1182113.9
Diferencia de consumo entre 78 % y 88 % de eficiencia, potencial de ahorro					
	170764.0	172382.6	179618.4	147856.6	181863.7

En el anexo se presentan los consumos de combustibles anuales para las caldearas industriales más comunes, así como el potencial de ahorro de combustible.

⁴ HHV reportado por Cleaver Brooks.
 PCI reportado como promedio por Pemex.
 PC reportado por la norma para fuentes fijas del 2 de diciembre de 1994.
 PCI calculado en base a la composición másica promedio reportada por Pemex.

3.5 MECÁNICA DE LA COMBUSTIÓN

CONTROL DE COMBUSTIÓN

La combustión químicamente no presenta problemas, sin embargo suministrar el mínimo aire necesario para que se realice completamente eficientemente sí. El control de la combustión se realiza con los quemadores y condiciones físicas de operación.

Las condiciones físicas se refieren a las propiedades óptimas que deben cumplir los elementos que reaccionarán durante la combustión como:

Tabla 3.10 Propiedades físicas de combustión

Sólidos	Líquidos	Gaseosos
Abrasividad	Densidad	Densidad relativa
Cohesión	Viscosidad	Gasto clarificó
Molduravilidad	Fluidez crítica	Índice de WOBBE
Humedad	Inflamabilidad	Índice de PELBURG
	Residuos carbonosos	
	Azufre corrosivo	
	Humedad	

Los quemadores mecánicamente tienen que ver con la forma en como es realizada y controlada la combustión. La eficiencia en la quema de un combustible queda determinada en función del combustible inquemado y formación excesiva de VOC, CO, SO_x y NO_x, por lo que se deben considerar los siguientes aspectos antes, durante y después de la combustión.

ANTES DE LA COMBUSTIÓN

- Exceso de aire entre 5 y 15 %
- Limpieza del combustible
- Aditivación
- Pulverización adecuada
- Mezcla homogénea

DURANTE LA COMBUSTIÓN

- Ajuste de parámetros
- Geometría de flama óptima
- Longitud de flama correcta
- Velocidad de quemado
- Presión y flujo óptimo de combustible
- Flujo y turbulencia óptima de aire
- Estética de flama

DESPUÉS DE LA COMBUSTIÓN

- Efecto de gases sobre elementos del equipo
- Baja emisión de oxidantes
- Baja formación de inquemados

Filtrado de partículas Monitoreo de emisiones

Es en estos aspectos donde se presenta la mayor problemática a resolver. Un quemador eficiente será aquel cuya operación se ajuste a valores estequiométricos en sus parámetros de funcionamiento, respaldado por condiciones óptimas del combustible, así como un buen diseño de hogar.

Para iniciar el proceso de combustión, el combustible debe ser preparado, inyectado, roseado, mezclado, quemado y mantenida la velocidad de combustión, todo esto en la proporción químicamente óptima en todos los rangos de flujo aire-combustible necesarios para ajustar al nivel de carga (modulación).

Estos procesos son realizados por dispositivos mecánicos cuyo buen diseño y funcionamiento garantiza el mejor resultado.

La preparación del combustible consiste en llevarlo a su punto óptimo de ignición al menor costo. Todo combustible para arder debe estar en estado gaseoso, si es líquido debe ser vaporizado, pulverizado si es sólido, esto es realizado con equipos auxiliares: trituración, molienda y cribado para sólidos; precalentadores y calentadores para combustible líquido, normalmente el único combustible que se precalienta es el combustóleo siendo su rango óptimo entre 90 y 120 grados centígrados. Evaporadores para los combustibles gaseosos cuando las condiciones ambientales no favorecen su gasificación natural en la cantidad suficiente que el proceso requiere, principalmente para el gas L.P.

Una vez preparado el combustible, éste debe ser inyectado al quemador a presión y flujo adecuado, lográndose con esto la aspersión dentro del hogar. Una turbulencia de aire entrando al hogar deberá garantizar la asociación con las pequeñas partículas aspersadas, el diseño del hogar deberá garantizar un volumen que contenga a la flama sin perturbar su formación, además de ofrecer el tiempo requerido para la velocidad de quemado, característica de cada combustible.

3.6 CONTAMINANTES

Los contaminantes son aquellos elementos en exceso que sobrepasan el límite normal de existencia en un medio o hábitat. Transportados por el viento, corriente marinas, efluentes y por depósitos. Producen efectos indeceados en la humanidad y el medio ambiente, se presentan como: residuos sólidos, líquidos, gases o contaminantes de diversas formas. Los contaminantes del aire son clasificados en dos grandes categorías:

- Contaminantes primarios: emitidos directamente de fuentes identificadas.
- Contaminantes secundarios: formados por interacción entre dos o más fuentes primarias.

Dentro de los contaminantes primarios se tienen los compuestos orgánicos volátiles, los óxidos de nitrógeno y los óxidos de azufre, los cuales son descritos a continuación:

COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES

Los compuestos orgánicos volátiles (VOC) son compuestos químicos del carbón, generalmente llamados solventes orgánicos. No son otra cosa que los vapores generados por el contacto directo del combustible líquido con el medio ambiente, por una parte son emitidos a la atmósfera durante su manejo, transportación y almacenaje, por otra parte, éstos al ser gasificados para iniciar su combustión pasan a través del proceso de combustión sin reaccionar con ningún otro elemento y son arrastrados por los gases de combustión y detectados como hidrocarburos no quemados. El metano, monóxido de carbono, bióxido de carbono, carburos metálicos y ácido carbónico no caen dentro de esta categoría.

FORMACIÓN DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO (NO_x)

El origen de la formación de los óxidos de nitrógeno en la reacción de combustión tiene que ver con el contenido de nitrógeno en el combustible, el nitrógeno del aire requerido para la combustión y las altas temperaturas de combustión. El tiempo de reacción también es un factor muy importante en este sentido.

Los óxidos de nitrógeno son considerados como un problema ambiental debido a las reacciones que en la atmósfera producirán la formación de ozono y lluvia ácida. Tanto el ozono como la lluvia ácida pueden dañar elementos de fabricas, causar resquebrajamiento, fragilización metálica, reducen la visibilidad, dañan los edificios, áreas verdes, lagos, y ocasionan problemas en la salud. Controlando los niveles de óxido de nitrógeno junto con otros contaminantes primarios, los niveles de ácido en la lluvia y de ozono en el ambiente se reducen.

Las principales formaciones contaminantes del nitrógeno generadas por las calderas son: el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂), estos contaminantes son más conocidos como NO_x. La mayoría de los óxidos de nitrógeno formados durante la combustión son en forma de óxido nítrico, llegando a ser alrededor de 95% del total. Una vez emitido a la atmósfera el óxido nítrico reacciona y forma dióxido de nitrógeno. Esto hace que el dióxido de nitrógeno reaccione con otros contaminantes en forma de ozono.

Los óxidos de nitrógeno se generan en dos formas que son: los óxidos de nitrógeno térmicos y los inherentes.

NO_x TÉRMICO

Se forma al combinarse el nitrógeno y el oxígeno del aire durante la combustión debido a las altas temperaturas de la flama. Los NO_x térmicos producen la mayoría de los óxidos de nitrógeno que se forman durante la combustión de gases e hidrocarburos ligeros.

NO_x INHERENTE

Están formados por la reacción del nitrógeno contenido en el combustible durante la combustión y en oxígeno del aire. Es un problema extraño o no común en combustibles gaseosos. Pero el contenido de éste en los hidrocarburos líquidos tiene efectos significativos. El nitrógeno en el combustible puede contribuir hasta en un 50% del total de emisiones de óxidos de nitrógeno.

Las emisiones de óxidos de nitrógeno en los generadores de vapor están influenciadas por varios factores. Los más significativos son la temperatura de la flama y el acumulación de nitrógeno en el combustible. Otros factores que afectan la formación de óxidos de nitrógeno son los niveles excesivos de aire y la temperatura de combustión del aire.

Mientras que la temperatura de la flama primeramente incrementa la formación térmica de óxidos de nitrógeno, el acumulación de nitrógeno en el combustible fija un nivel de óxidos de nitrógeno en sus emisiones.

La mayoría de las técnicas de control de óxidos de nitrógeno⁵ para calderas industriales con potencias inferiores a 3000 CC, reducen la formación térmica de óxidos de nitrógeno y tiene un pequeño efecto en los NO_x inherentes.

Los NO_x inherentes se pueden reducir de manera económica en calderas industriales implementando limpiadores de flujo.

⁵ Ver la sección 3.5 Referente a métodos de control.

FORMACIÓN DE ÓXIDOS DE AZUFRE (SO_x)

La razón principal para evitar la formación de óxidos de azufre es que reaccionan con el vapor de agua generado, formando una base sulfúrica de ácido gaseoso. El ácido sulfúrico se ha encontrado en la niebla, en el humo, en la lluvia ácida y en la nieve. También se ha encontrado en lagos, ríos y en el suelo. El ácido sulfúrico es tremendamente corrosivo y dañino a la naturaleza.

La quema de combustibles que contienen azufre (aceites primarios y carbones) resulta en contaminantes que forman bióxidos de azufre (SO₂) y trióxido de azufre (SO₃), ambos referidos como SO_x. El nivel de SO_x depende directamente del contenido de azufre presente en el combustible. El nivel de emisiones de SO_x no depende del tamaño de la caldera ni del diseño del quemador. El 95% del azufre en el combustible se emitirá como bióxido de azufre, de 1 al 5% como trióxido de azufre y un 3% como partículas de azufre; aunque estas últimas no se consideran como parte del total en las emisiones de óxidos de azufre.

La contaminación por óxidos de azufre se ha controlado con filtros o por dispersión con aire comprimido. La dispersión consiste en aumentar el volumen de los humos y obligar con ello una reducción en la concentración por unidad de volumen del contaminante, esto ocasiona la precipitación de contaminantes sobre la tierra, edificios cercanos, montañas etc. En la actualidad la dispersión por si sola, no es suficiente para lograr niveles aceptables de SO_x, ya que no los reduce.

Con el fin de limitar las emisiones de óxidos de Azufre a la atmósfera, actualmente se prefiere el empleo de combustibles desulfurados y también se utilizan sistemas de desulfuración como el "Flue Gas Desulfurization" (FGD). El sistema de flujo de gas desulfurado utiliza principalmente una envolvente de carbón activado previo al quemador. El sistema de flujo de gas desulfurado se clasifica en regenerativo y no regenerativo. El sistema no regenerativo, es el más común, contiene un elemento que se agota y que es necesario desechar. El sistema regenerativo contiene un dispositivo que se agota pero que se puede cambiar, éste opera con azufre y ácido sulfúrico. La reducción en las emisiones de SO_x logradas con este sistema son de 90 a 95%.

El combustible desulfurado y el FGD son los principales sistemas para la reducción de las emisiones de SO_x para calderas de gran capacidad. La tecnología no se justifica en calderas de baja capacidad. Para uso en las calderas industriales, se utilizan los combustibles bajos en contenido de azufre, siendo este el método más económico para la reducción de SO_x.

3.7 MÉTODOS DE CONTROL (ANTES, DURANTE Y DESPUÉS DE LA COMBUSTIÓN)

CONTROL ANTES DE LA COMBUSTIÓN

CALIDAD DEL COMBUSTIBLE

El control de las emisiones contaminantes deberá tener como primera medida de control el uso racional de la energía, esto quiere decir, producirla y usarla con eficiencia.

El producir la energía y usarla depende enteramente de la capacidad tecnológica reflejada en la intensidad energética de un equipo, proceso, planta, industria o nación, ningún proceso productivo puede estar exento del uso de la energía, por esta razón se debe tratar de que su uso sea realizado eficientemente. En el entendido que la mejor forma de reducir la emisión de contaminantes debidos al uso de combustibles es no usarlos, o usarlos lo menos posible y con un alto grado de responsabilidad.

De esta forma y como segunda medida de control se deben utilizar combustibles de la mejor calidad, así estaremos aminorando la generación de contaminantes antes de que pueden ser producidos y depositados en el medio ambiente. La mejor forma de reducir la formación de hollín, partículas, óxidos de nitrógeno, óxidos de

azufre, y CO_2 (debido al uso masivo de combustibles con alto contenido de carbón) es eliminar los elementos que los generan del combustible antes de que sea quemado. Y no usar combustibles con bajo poder calorífico que generan más CO_2 que energía útil.

La limpieza de las impurezas de los combustibles por economía de escala resultan más factibles en las grandes plantas. De esta forma las empresas productoras de los combustibles deberán de realizar este proceso, dejando al usuario final la depuración fina del combustible mediante dispositivos instalados en los equipos como centrifugados, filtros, aditivos, mezclas de combustibles, guiándose por la norma de calidad de los combustibles y emisiones a la atmosfera; y motivadas a través de un programa fiscal que incentive a las industrias no contaminantes.

RECUPERADORES DE VAPORES (VOC)

El control básico de los compuestos orgánicos de carbón se realiza con:

1. Recuperadores de vapores
2. Oxidación térmica
3. Oxidación catalítica
4. Recirculaciones de gases

FILTROS

Las impurezas contenidas en los combustibles tanto líquidos como gaseosos requieren ser eliminadas antes de que sean carbonizadas por la combustión, esto se reflejara en dos aspectos principales: uno de disminución de la emisión de partículas y el otro con la reducción del riesgo de falla del equipo debido a obstrucciones de válvulas, líneas, espreas con la disminución del riesgo de explosiones en el hogar, los llamados "toritos" y ocasionados por el paso de combustible dado que no sellaron correctamente las válvulas.

ADITIVOS

El empleo de sustancias para modificar las características físicas y químicas de los depósitos generados durante la combustión han sido ampliamente usados para evitar los problemas de corrosión interna por ácidos y su emisión a la atmósfera junto con los gases.

Los aditivos pueden ser sólidos, líquidos, gaseosos y se agregan al combustible, a los quemadores, rociado sobre las superficies de calentamiento o mezclado con los productos de combustión.

Generalmente se requieren cantidades considerables de estos productos para eliminar los efectos indeseables. Además de los problemas de manejo, el costo de los aditivos es apreciable por lo que el aspecto económico decidirá si el empleo del aditivo es práctico.

BAJOS EXCESOS DE AIRE

Un factor que asegura una combustión completa es el hecho de no introducir más aire del que se necesita para la combustión. Uno de los factores influyentes para la formación de los óxidos de nitrógeno en un generador de vapor son: los niveles excesivos de aire (mayor al 45%), puede resultar en un incremento en la formación de óxidos de nitrógeno, debido al exceso de nitrógeno del aire presente durante la combustión combinándose térmicamente y resultando en óxidos de nitrógeno.

Los bajos excesos de aire incluye la limitación del exceso de aire dentro de la flama por medio del buen diseño del quemador y puede optimizarse a través del uso de controles de para oxígeno.

azufre, y CO_2 (debido al uso de masivo de combustibles con alto contenido de carbono) es eliminar los elementos que los generan del combustible antes de que sea quemado. Y no usar combustibles con bajo poder calorífico que generan más CO_2 que energía útil.

La limpieza de las impurezas de los combustibles por economía de escala resultan más factibles en las grandes plantas. De esta forma las empresas productoras de los combustibles deberán de realizar este proceso, dejando al usuario final la depuración fina del combustible mediante dispositivos instalados en los equipos como centrifugados, filtros, aditivos, mezclas de combustibles, guiándose por la norma de calidad de los combustibles y emisiones a la atmosfera; y motivadas a través de un programa fiscal que incentive a las industrias no contaminantes.

RECUPERADORES DE VAPORES (VOC)

El control básico de los compuestos orgánicos de carbón se realiza con:

1. Recuperadores de vapores
2. Oxidación térmica
3. Oxidación catalítica
4. Recirculaciones de gases

FILTROS

Las impurezas contenidas en los combustibles tanto líquidos como gaseosos requieren ser eliminadas antes de que sean carbonizadas por la combustión, esto se reflejara en dos aspectos principales: uno de disminución de la emisión de partículas y el otro con la reducción del riesgo de falla del equipo debido a obstrucciones de válvulas, líneas, espreas con la disminución del riesgo de explosiones en el hogar, los llamados "toritos" y ocasionados por el paso de combustible dado que no sellaron correctamente las válvulas.

ADITIVOS

El empleo de sustancias para modificar las características físicas y químicas de los depósitos generados durante la combustión han sido ampliamente usados para evitar los problemas de corrosión interna por ácidos y su emisión a la atmósfera junto con los gases.

Los aditivos pueden ser sólidos, líquidos, gaseosos y se agregarse al combustible, a los quemadores, rociado sobre las superficies de calentamiento o mezclado con los productos de combustión.

Generalmente se requieren cantidades considerables de estos productos para eliminar los efectos indeseables. Además de los problemas de manejo, el costo de los aditivos es apreciable por lo que el aspecto económico decidirá si el empleo del aditivo es práctico.

BAJOS EXCESOS DE AIRE

Un factor que asegura una combustión completa es el hecho de no introducir más aire del que se necesita para la combustión. Uno de los factores influyentes para la formación de los óxidos de nitrógeno en un generador de vapor son: los niveles excesivos de aire (mayor al 45%), puede resultar en un incremento en la formación de óxidos de nitrógeno, debido al exceso de nitrógeno del aire presente durante la combustión combinándose térmicamente y resultando en óxidos de nitrógeno.

Los bajos excesos de aire incluye la limitación del exceso de aire dentro de la flama por medio del buen diseño del quemador y puede optimizarse a través del uso de controles de para oxígeno.

Los bajos excesos de aire pueden usarse en la mayoría de las calderas y generar resultados en torno a las reducciones de óxidos de nitrógeno de 5 a 10%.

BAJO NIVEL DE NITRÓGENO EN EL COMBUSTIBLE

En los combustibles líquidos los óxidos de nitrógeno formados por acumulación de nitrógeno pueden ser del 20 al 50% del nivel total. Utilizando combustibles con bajo contenido de nitrógeno se puede obtener como resultado un nivel menor de óxidos de nitrógeno.

MODIFICACIÓN DEL QUEMADOR

Las modificaciones del quemador para el control de óxidos de nitrógeno incluye cambios en el diseño de un quemador a fin de crear una flama más grande. El alargamiento de la flama produce temperaturas de flama inferiores y disminución en la formación térmica de óxidos de nitrógeno. La tecnología es aplicable en la mayoría de los tipos y tamaños de la calderas. Este tipo de modificaciones es más efectivo cuando se quema gas o un combustible líquido destilado, se tiene un pequeño efecto cuando se quema combustóleo. Como complemento a las modificaciones en los quemadores, deben utilizarse otros métodos de reducción de este contaminante, tales como el sistema de recirculación de gases, bajos excesos de aire, bajo contenido de nitrógeno, etc. Si las modificaciones en el quemador son utilizadas exclusivamente para incrementar los bajos niveles de óxidos de nitrógeno se pueden presentar efectos adversos en la operación de la caldera, resultando afectadas la modulación, la capacidad, los niveles de monóxido de carbono, y la eficiencia.

CONTROL DURANTE LA COMBUSTIÓN

TÉCNICAS DE CONTROL DURANTE LA COMBUSTIÓN

Cada método tiene un grado diferente de control de CO, CO₂, y NO_x.

- Bajos excesos de aire
- Inyección agua-vapor
- Carburación automática

Todos los métodos reducen el acumulación de emisiones de óxidos de nitrógeno limitando su formación durante el proceso de combustión, debido a una temperatura de flama baja.

Las técnicas de control en combustión son más económicas que los métodos de combustión posterior y son utilizados frecuentemente en las industrias que requieren control de emisiones de óxidos nitrógeno.

INYECCIÓN AGUA-VAPOR

La inyección de agua o de vapor se utiliza para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno. Introduciendo agua o vapor en la flama, las temperaturas de la flama se reducen, por lo tanto la formación de NO_x térmicos disminuyen. La inyección de agua o vapor pueden reducir los óxidos de nitrógeno por arriba del 80% (para combustibles gaseosos) y puede producir bajas reducciones cuando se usan combustibles líquidos.

Existe un límite práctico en el aire o vapor que se puede inyectar a la flama antes de que se presenten problemas de condensación. Adicionalmente y bajo condiciones de operación normal, la inyección de agua o vapor se utiliza junto con otros métodos de control de emisiones de óxidos de nitrógeno tales como modificaciones en el quemador o sistema de recirculación de gases, etc.

SISTEMA DE RECIRCULACIÓN DE GASES EN LA CHIMENEA

Este es el método más efectivo para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno de los generadores de vapor con capacidades superiores a los 100 cc. El método se basa en la introducción de una corriente de gases de combustión en la sección de la poscombustión. Los gases relativamente más fríos son tomados a la salida del cuerpo de las calderas, se mezclan con la poscombustión a fin de disminuir la temperatura de flama y reducir la formación de óxidos de nitrógeno. La recirculación es el método más común y más efectivo para reducir el nivel de éste contaminante en calderas de tubos de agua y de tubos de humo.

El sistema de recirculación de flujo de gases puede clasificarse de dos maneras:

- Recirculación de flujo de gases forzada
- Recirculación de flujo de gases inducida

La recirculación de gases produce un nivel en la reducción de los óxidos de nitrógeno entre 20 y 30 ppm⁶ dependiendo del volumen de gases en recirculación (15 a 25 % del total), esta técnica solo es recomendable para gas y diesel.

Bajos excesos de aire en la combustión de combustibles gaseosos reducen la formación de óxidos de nitrógeno en un 10%, la recirculación de flujo de gases en un 90%.

CONTROL DURANTE LA POSCOMBUSTIÓN

CONTROL DE N_x

Los métodos de combustión posterior se refieren a la formación de N_x inherentes después de la combustión, mientras que las técnicas de control de combustión previenen la formación de óxidos de nitrógeno durante el proceso de combustión. Los métodos de combustión posterior tienden a ser más caros que las técnicas de control de combustión y generalmente no se utilizan en calderas con capacidades inferiores a 3000 cc. A continuación se presentan los diferentes métodos de control de N_x.

- Reducción selectiva no catalítica
- Reducción selectiva catalítica

REDUCCIÓN SELECTIVA NO CATALÍTICA

Consiste en la inyección de un agente reductor de N_x, tal como el amoníaco y la urea, en la sección de poscombustión a una temperatura aproximada de 760 a 870 °C.

El amoníaco (NH₃) o la urea disocian los óxidos de nitrógeno de los gases en agua y nitrógeno atmosférico, la reducción selectiva no catalítica reduce los óxidos de nitrógeno por arriba del 50 % en la mayoría de los casos.

En las calderas industriales provistas con sistemas de modulación, la temperatura de los gases cambia constantemente. Por lo que no es viable la aplicación de la reducción selectiva no catalítica a calderas que han decaído o perdido capacidad y en aquellas con modulación.

⁶ 10000 ppm = 1 % en volumen

REDUCCIÓN SELECTIVA CATALÍTICA

Esta consiste en la inyección de amoniaco sobre los gases de escape en las calderas que queman gas en presencia de un catalizador. El catalizador permite que el amoniaco reduzca los niveles de óxidos de nitrógeno. Una reducción selectiva no catalítica no es aplicable donde los gases de escape están aproximadamente entre 760 a 870 °C; la reducción selectiva catalítica puede utilizarse donde los gases de escape se encuentren entre 260 y 650 °C.

Dependiendo de la buena aplicación del método, la reducción selectiva catalítica puede lograr reducciones de los óxidos de nitrógeno hasta en un 90%.

Sin embargo, su uso es costoso y raramente puede ser usado o justificado en calderas con potencias menores a 3000 CC.

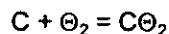
3.8 ÍNDICES DE EMISIONES EN CALDERAS

Para los combustibles mexicanos

El índice de emisión expresa la cantidad de materia expulsada al medio ambiente en función del consumo de combustible, que a su vez es función del poder calorífico, a mayor poder calorífico menor consumo de combustible para obtener el mismo nivel energético.

Para determinar los índices de emisión reales se usa la composición másica y el poder calorífico obtenido con dicha composición. El índice de emisión reportado por la norma y el poder calorífico del combustible se pueden comparar con el calculado.

Índice de Bióxido de carbono



La molécula de bióxido de carbono contiene un carbón cuyo masa atómica es de 12.01115 y dos oxígenos cuyo masa atómica es de 15.9994, la masa resultante de la unión del carbón con el oxígeno es de:

$$(1)(12.01115) = 12.0111 \text{ gr C}$$

$$(1)(12.01115) + (2)(15.9994) = 44.0099 \text{ gr } CO_2$$

$$\frac{12.0111 \text{ gr C}}{\text{mol C}} = 1$$

$$1 = \frac{44.0099 \text{ gr } CO_2}{12.01 \text{ gr C}} = \frac{3.664 \text{ kg } CO_2}{1 \text{ kg C}}$$

Para el Gas Natural

Composición másica

H ₂	10.8 %
CH ₄	76.3 %
CO ₂	0.6 %
C ₂ H ₄	2.3 %
C ₂ H ₆	6 %
C ₃ H ₆	0.7 %
C ₃ H ₈	0.1 %
C ₄ H ₄	3.2 %

El contenido de carbón es :

$$C = (1)(76.3) + (1)(0.6) + (2)(2.3) + (2)(6) + (3)(0.7) + (3)(0.1) + (4)(3.2) = 108.7$$

El contenido de hidrógeno es:

$$H = (2)(10.8) + (4)(76.3) + (4)(2.3) + (6)(6) + (6)(0.7) + (8)(0.1) + (4)(3.2) = 402.6$$

Cantidad	Masa	Peso del componente
108.7 C	12.0115	1305.65 gr C
402.6 H	1.0797	434.687 gr H
1.2 O	16	19.20 gr O
		1759.53 gr gas natural

$$\%C = \frac{1305.65}{1759.53} = 0.7420$$

$$\%H = \frac{434.687}{1759.53} = 0.2470$$

$$\%O = \frac{19.20}{1759.53} = 0.0109$$

$$\left(\frac{0.7420 \text{ kg C}}{\text{kg comb}}\right) \left(\frac{3.664 \text{ kg CO}_2}{\text{kg C}}\right) = 2.71868 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kg comb}}$$

$$\left(2.71868 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kg comb}}\right) \left(\frac{0.8301 \text{ kg comb}}{\text{m}^3_{\text{comb}}}\right) \left(\frac{\text{m}^3_{\text{comb}}}{7937.57 \text{ kcal}}\right) \left(\frac{\text{kcal}}{0.004184 \text{ MJ}}\right) = 0.067953 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{MJ}} \quad \text{Gas natural}$$

En forma análoga para los demás combustibles: Gas L.P.

Cantidad	Masa	Peso del componente	
337.31 C	12.0115	4051.599 gr C	0.81497 % C
851.92 H	1.0797	919.81 gr H	0.18.503 % H
		4971.41 gr gas L.P.	

$$(0.81497)(3.664)\left(\frac{1}{49.221}\right) = 0.06074 \frac{kg\ CO_2}{MJ} \quad \text{Gas L.P.}$$

$$60.74 \frac{kg\ CO_2}{GJ}$$

Diesel:

$$(0.846)(3.664)\left(\frac{1}{42.58517}\right) = 0.07278 \frac{kg\ CO_2}{MJ}$$

Gasoleo:

$$(0.8424)(3.664)\left(\frac{1}{42.1617}\right) = 0.07320 \frac{kg\ CO_2}{MJ}$$

Combustoleo:

$$(0.828)(3.664)\left(\frac{1}{40.4680}\right) = 0.07496 \frac{kg\ CO_2}{MJ}$$

Tabla 3.11 Índice de emisión de CO₂

Combustible	kg CO ₂ /GJ
Gss natural	67.15
Gas L.P.	60.74
Diesel	72.78
Gasóleo	73.20
Combustóleo	74.96

Los valores de emisión para el bióxido de carbono presentan una diferencia considerable en comparación con los otros combustibles, el valor de emisión es incrementado o disminuido por la cantidad de carbón existente en el combustible. La composición de los combustibles varía de pozo a pozo, región a región, país a país, zona a zona y por el proceso de obtención.

Índice de agua formada

La unión del hidrógeno contenido en el combustible y un poco del contenido en el aire con el oxígeno en el proceso de combustión formará agua. El vapor de agua saldrá junto con los gases de combustión.

Hidrógeno Masa atómica = 1.00797 mol

Oxígeno = 15.9984 mol

2 hidrógenos tienen una masa de :

$$(1)(1.00797+1.00797) = 2.016 \text{ gr H}_2$$

1 molécula de agua tiene una masa de :

$$(1)(1.00797+1.00797)+(1)(15.9994) = 18.015 \text{ gr H}_2\text{O}$$

$$\frac{18,015 \text{ gr H}_2\text{O}}{2,016 \text{ gr H}_2} = \frac{8,936 \text{ kg H}_2\text{O}}{1 \text{ kg H}_2}$$

un kilogramo de H₂ formará 8.936 kg de H₂O con el oxígeno del aire.

Del cálculo del índice de CO₂ se toma %H = 0.2470 para el gas natural y la densidad del gas natural es de 0.8301 kg/Nm³.

$$(0.2470)(8.936)(0.8301)\left(\frac{1}{7937.51}\right)\left(\frac{1}{0.004184}\right) = 0.0552 \frac{\text{kg H}_2\text{O}}{\text{MJ}}$$

El índice de agua formada sólo se determinó para el gas natural a manera de ejemplificación.

Índice de monóxido de carbono

El CΘ es función de la eficiencia de combustión; durante la combustión completa todo el carbón se convierte en CΘ₂.

Tabla 3.12 Valores de formación típicos de CΘ

CΘ	% CΘ	= (1 - η _{combustión})
(1100ppm) ⁷	= 0.1100	= 100x(1 - 0.99890)
(612 ppm)	= 0.0612	= 100x(1 - 0.99939)
(499 ppm)	= 0.0499	= 100x(1 - 0.99950)
(377 ppm)	= 0.0377	= 100x(1 - 0.99962)
(245 ppm)	= 0.0245	= 100x(1 - 0.99975)
(12 ppm)	= 0.0012	= 100x(1 - 0.99998)

La eficiencia de combustión⁸ en términos de la formación de CΘ se toma de los valores obtenidos en un gran número de mediciones (60) realizadas en las calderas industriales operando actualmente en la industria mexicana y de los valores garantizados por los fabricantes de calderas. En el anexo se presentan algunas lecturas obtenidas como referencia.

Gas natural

Para la eficiencia de combustión de 99.890 % se tiene una emisión de monóxido de carbono de 0.11 % y relacionando los valores al 100 % de CΘ₂ (12.2246), ambos representan el total de carbonos emitidos en la combustión neutra.

El índice de emisión de CΘ₂ para el gas natural es de 0.06715 kg /MJ y representa al 100 % de la emisión de carbonos en la combustión completa; la fracción resultante del CΘ formado en una combustión incompleta por el índice de CΘ₂, establece el índice de CΘ formado para dicha combustión.

$$\left(\frac{0.1100 \text{ kg C}\Theta}{\text{kgC}\Theta_2}\right)(0.06715 \frac{\text{kg C}\Theta_2}{\text{MJ}}) = 0.007386 \frac{\text{kg C}\Theta}{\text{MJ}}$$

$$\left(\frac{0.0612 \text{ kg C}\Theta}{\text{kgC}\Theta_2}\right)(0.06715 \frac{\text{kg C}\Theta_2}{\text{MJ}}) = 0.004109 \frac{\text{kg C}\Theta}{\text{MJ}}$$

⁷ Equivalente entre ppm y mgr por metro cúbico a condiciones ISO.

1 ppm = $\frac{1 \text{ mgr}}{\text{m}^3}$ de aire a 0° C y 1 ATM (relación de concentración por volumen a ppm referida al aire)

⁸ Bacharach reporta en función de la pérdida de PCI: Boilers usando gas 75-83% y usando combustible líquido 73-85%.

$$\left(\frac{0.0499 \text{ kg CO}}{\text{kgCO}_2}\right)\left(0.06715 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{MJ}}\right) = 0.003350 \frac{\text{kg CO}}{\text{MJ}}$$

$$\left(\frac{0.0377 \text{ kg CO}}{\text{kgCO}_2}\right)\left(0.06715 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{MJ}}\right) = 0.002531 \frac{\text{kg CO}}{\text{MJ}}$$

$$\left(\frac{0.0245 \text{ kg CO}}{\text{kgCO}_2}\right)\left(0.06715 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{MJ}}\right) = 0.001645 \frac{\text{kg CO}}{\text{MJ}}$$

$$\left(\frac{0.0012 \text{ kg CO}}{\text{kgCO}_2}\right)\left(0.06715 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{MJ}}\right) = 0.000080 \frac{\text{kg CO}}{\text{MJ}}$$

En forma análoga para los demás combustibles, sólo sustituyendo el índice de CO₂ respectivo indicado en la tabla 3.12

Tabla 3.13 Índices de emisión para diferentes valores de eficiencia de combustión

INDICE DE MONÓXIDO DE CARBONO		kg CO / MJ				
		ppm				
		Combustóleo	Gasóleo	Diesel	Gas L.P.	Gas natural
KgCO ₂ /MJ		0.07496	0.0732	0.07278	0.06074	0.067156
% CO ₂		15.988	15.632	15.546	15.331	12.2246
Efic. combust.						
99.8900%		8.2456E-05	8.052E-05	8.0058E-05	6.6814E-05	7.38716E-05
		1100	1100	1100	1100	1100
99.9200%		5.9968E-05	5.856E-05	5.8224E-05	4.8592E-05	5.37248E-05
		800	800	800	800	800
99.9500%		3.748E-05	3.66E-05	3.639E-05	3.037E-05	3.3578E-05
		500	500	500	500	500
99.9620%		2.84848E-05	2.7816E-05	2.76564E-05	2.30812E-05	2.55193E-05
		380	380	380	380	380
99.9750%		1.874E-05	1.83E-05	1.8195E-05	1.5185E-05	1.6789E-05
		250*	250	250	250	250
99.9800%		1.4992E-05	1.464E-05	1.4556E-05	1.2148E-05	1.34312E-05
		200+	200*	200*	200	200
99.9970%		2.2488E-06	2.196E-06	2.1834E-06	1.8222E-06	2.01468E-06
		30	30+	30+	30*	30*
99.9988%		8.9952E-07	8.784E-07	8.7336E-07	7.2888E-07	8.05872E-07
		12	12	12	12+	12+

(*) Valor garantizado por un quemador convencional

(+) Valor garantizado por un quemador estequiométrico de alta modulación.

Índice de óxidos de azufre

La formación de óxidos de azufre durante el proceso de combustión generará la siguiente composición dentro del volumen de gases:

- El 95 % de S_x se forman como S₂
- El 3 % de S_x se forman como S₃
- El 2 % de se forman como partículas

Realizando el análisis en base al bióxido de azufre tenemos que la molécula contendrá una masa de:

$$(1)(32.064) = 32.064 \text{ gr S}$$

$$(1)(32.064)+(2)(15.999) = 64.062 \text{ gr S}_2$$

$$\frac{64.062 \text{ gr S}_2}{32.064 \text{ gr S}} = \frac{1.99794 \text{ kg S}_2}{1 \text{ kg S}} = 1$$

Gas Natural:

$$(0.0008)(1.99794)\left(\frac{1}{40.01270}\right) = 3.99 \times 10^{-5} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

Gas L.P.

$$(0.00001)(1.99794)\left(\frac{1}{49.22132}\right) = 4.05 \times 10^{-7} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

Diesel:

$$(0.0050)(1.99794)\left(\frac{1}{42.58517}\right) = 2.34 \times 10^{-4} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

Gasóleo

$$(0.00986)(1.99794)\left(\frac{1}{42.16174}\right) = 4.672 \times 10^{-4} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

Combustóleo

$$(0.0293)(1.99794)\left(\frac{1}{40.46802}\right) = 14.46 \times 10^{-4} \frac{\text{kg SO}_2}{\text{MJ}}$$

Índice de óxidos de Nitrógeno

La formación de los óxidos de nitrógeno así como la de los de azufre, no depende de la eficiencia de combustión, ni de la eficiencia agua-vapor de la caldera, ni del tamaño del equipo. La formación de los óxidos de nitrógeno depende exclusivamente de la temperatura de combustión y de la cantidad de nitrógeno que este presente y pueda combinarse con el oxígeno. La cantidad de óxidos de azufre emitidos depende del consumo de combustible, a mayor consumo de combustible mayor cantidad de óxidos emitidos a la atmósfera. El consumo de combustible depende de la eficiencia agua-vapor, y del tamaño del equipo.

Durante el proceso de formación de los óxidos de nitrógeno el 95 % de los NO_x formados es óxido nítrico y 5% de los NO_x formados es dióxido nítrico.

La masa de cada molécula de óxido nítrico es:

$$(1)(14.0067) = 14.0067 \text{ gr N}$$

$$(1)(14.0067) + (1)(15.9994) = 30.006 \text{ gr NO}$$

$$\frac{30.006 \text{ gr NO}}{14.0067 \text{ gr N}} = \frac{2.1422 \text{ kg NO}}{1 \text{ kg N}} = 1$$

El NO_x térmico en los gases forma hasta el 100% de los NO_x emitidos; en los líquidos, el inherente forma hasta el 50% del total.

Para obtener el índice de emisión expresado en kg/MJ utilizamos la siguiente relación corregida por el exceso de aire máximo permisible por la norma mexicana. A demás se corrige el equivalente de ppm a gr/m^3 en base a la relación de densidad del aire y de los gases. Las densidades del aire y gases se muestran en las notas de pie de página siguientes.

Los valores de emisión de óxidos de nitrógeno tomados para obtener el índice de emisión se toman de la Tabla 4.7 en la sección 4.4. Dichos valores promedios son el resultados de mediciones realizadas en calderas operando en la industria mexicana en capacidades de 40-2200 cc carburadas. Aproximadamente se utilizaron 60 lecturas de analizadores de gases electrónicos, se presentan algunas lecturas en el anexo.

Gas natural

De la sección de ábacos de combustión para el gas natural se tiene el volumen de aire estequiométrico y el volumen de gases húmedos:

$$VA = 9.8664 \frac{\text{m}^3_{\text{aire}}}{\text{m}^3_{\text{comb}}}$$

$$VFH = 10.8469 \frac{\text{m}^3_{\text{humo humedo}}}{\text{m}^3_{\text{comb}}}$$

$$VF = 8.8919 \frac{\text{m}^3_{\text{humo seco}}}{\text{m}^3_{\text{comb}}}$$

La formación de NOx para el gas natural es de 116 ppm. Usando un exceso de aire de 15% obtenemos el índice de emisión convencional.

$$\begin{aligned}
 & 116 \text{ ppm} \left(\frac{\text{mgr}}{\text{m}^3 \text{ ppm}} \right) (10.8469 + (9.8664)(0.15)) \frac{\text{m}^3}{\text{m}_{\text{comb}}^3} \left(\frac{\text{m}_{\text{comb}}^3}{7937.51 \text{ kcal}} \right) \\
 & = 0.180146 \frac{\text{mgr}}{\text{kcal}} \left(\frac{\text{kcal}}{0.0041846 \text{ MJ}} \right) \left(\frac{1 \text{ kg NO}_x}{1 \times 10^6 \text{ mg}} \right) \\
 & = 1.2134 \times 10^{-4} \frac{\text{kg NO}_x}{\text{MJ}} \left(\frac{1.2376 \rho_{\text{aire}}}{0.7263 \rho_{\text{gases}}} \right) = 7.33558 \times 10^{-5} \frac{\text{kg NO}_x}{\text{MJ}}
 \end{aligned}$$

Gas L.P.

El volumen de aire estequiometrico obtenido en la sección de ábacos de combustión es:

$$VA = 26,41248 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3}$$

El volumen de gases de combustión húmedos es:

$$\begin{aligned}
 \text{VFH} = & 8.68 ((0.048)(4)+(0.0145)(10)) + 0.02((0.048)(1) + (0.0145)(4)) + 23.47((0.048)(4) + (0.0145)(10)) + \\
 & 2.82((0.048)(5)+(0.0145)(2)) + 0.44((0.048)(2) + (0.0145)(6)) + 0.05((0.048)(3)+ (0.0145)(6)) + \\
 & 61.78((0.048)(3)+(0.0145)(8)) + 2.74((0.048)(3)+ (0.0145)(10))
 \end{aligned}$$

®Determinación de la densidad del aire, usada para convertir las ppm a kg/m³.
 Obtención de la densidad del aire⁹

⁸ Gases a 190°C y 1 ATM

$$R=(0,05)(26,49)(71)(30,27)(0,1222)(19,26)(0,1178)(47,09)=30,716 \text{ kgf-m / kg m K}$$

$$\rho = \left(\frac{(1,033)(100^2)}{(30,716)(463)} \right) = 0,72634 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Componente	R	%
CO ₂	19,26	12,22
O ₂	26,49	0,05
N ₂	30,27	71
H ₂ O	47,09	11,78

⁹ Aire a 0°C y 1 ATM

$$\rho = 0,00123 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \left(\frac{100^3 \text{ cm}^3}{\text{m}^3} \right) \left(\frac{\text{kg}}{1000 \text{ gr}} \right) = 1,2376 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$VFH = 2.925 + 0.00212 + 7.90939 + 0.75858 + 0.08052 + 0.01155 + 16.0628 + 0.79186$$

$$VFH = 28.54198 \frac{\text{m}^3_{\text{humo humedo}}}{\text{m}^3_{\text{comb}}}$$

La formación de óxidos de nitrógeno para el gas L.P. es de 110 ppm, usando exceso de aire de 15% tenemos:

$$\begin{aligned} & (110)(28.54198 + (0.15)(26.41248)) \left(\frac{1}{24669.48}\right) \left(\frac{1}{0.0041846}\right) \left(\frac{1}{1 \times 10^6}\right) \\ & = 3.466 \times 10^{-6} \frac{\text{kg NO}_x}{\text{MJ}} \left(\frac{1.2376}{0.7263}\right) = 5.90172 \times 10^{-5} \frac{\text{kg NO}_x}{\text{MJ}} \end{aligned}$$

Diesel

$$VA = 10.8567 \frac{\text{m}^3_{\text{aire}}}{\text{kg}}$$

$$VFH = 11.6887 \frac{\text{m}^3_{\text{humo humedo}}}{\text{kg}}$$

$$\begin{aligned} & (129)(11.6887 + (0.20)(10.8567)) \left(\frac{1}{10178.1}\right) \left(\frac{1}{0.0041846}\right) \left(\frac{1}{1 \times 10^6}\right) \\ & = 1.1832 \times 10^{-4} \left(\frac{1.2376}{0.7263}\right) = 7.153156 \times 10^{-5} \frac{\text{kg NO}_x}{\text{MJ}} \end{aligned}$$

Gasóleo

$$VA = 10.73257 \frac{\text{m}^3_{\text{aire}}}{\text{kg}}$$

$$VFH = 0.089(84.24) + 0.332(12) + (1.394)(0.008) + (0.986)(0.033) + (0.012)(1.28) + (-0.026)(0.04)$$

$$VFH = 7.49736 + 3.984 + 0.01115 + 0.0325 + 0.0153 - 0.00104$$

$$VFH = 11.5393 \frac{\text{m}^3_{\text{humo humedo}}}{\text{kg}}$$

$$(150)(11.5393 + (0.22)(10.73257)\left(\frac{1}{10076.89}\right)\left(\frac{1}{0.0041846}\right)\left(\frac{1}{1 \times 10^6}\right)(1.703) \\ = 8.420633 \times 10^{-5} \frac{\text{kg NOx}}{\text{MJ}}$$

Combustóleo

$$VA = 10.23609 \frac{\text{m}^3_{\text{aire}}}{\text{kg}}$$

$$VFH = 10.93725 \frac{\text{m}^3_{\text{humo humedo}}}{\text{kg}}$$

$$(232)(10.93725 + (0.25)(10.23609)\left(\frac{1}{9672.09}\right)\left(\frac{1}{0.0041846}\right)\left(\frac{1}{1 \times 10^6}\right)(1.703) \\ = 1.287496 \times 10^{-4} \frac{\text{kg NOx}}{\text{MJ}}$$

3.9 NORMAS Y MONITOREO

La diversificación de usos para los combustibles fósiles y el desarrollo industrial mundial en los últimos 40 años ha generado la emisión de compuestos orgánicos e inorgánicos al medio ambiente, provocando alteraciones en los ecosistemas y daños a las especies tanto de flora como de fauna.

La preocupación por el cuidado del medio ambiente tiene sus orígenes legislativos a finales de los años sesenta, en este periodo los países comenzaron a reglamentar la protección a la salud pública como medida de salubridad general. Así se reglamentó y procuró el control de la contaminación debida a humos, polvos, desechos industriales, ruido y todo aquello que altera el medio ambiente.

México fue uno de los primeros países en incorporar a su legislación la protección al medio ambiente, en marzo de 1971 fue promulgada la ley federal para prevenir y controlar la contaminación ambiental. La legislación mexicana siempre ha estado sujeta a los cambios para bien de la protección al ambiente, pero la idiosincrasia de la gente que habita y administra el país distorsiona y entorpece la acción de los reglamentos, a tal grado que por medio de actos de corrupción queda nulificada la naturaleza de las normas, la protección del ambiente y por consiguiente la salud pública.

¿Por qué sucede ésto tan abiertamente en el país?

La respuesta es que, el interés económico, vía un ingreso precario por el lado del inspector quien verifica el cumplimiento de las normas consecuentado por quien lo puso a desempeñar dicha función, y la ineptitud disfrazada de falta de recursos por el lado de quienes se hacen responsables de la administración, operación y mantenimientos de las industrias y máquinas, dan la mezcla para que el interés individual domine sobre el interés general.

Cuando el trabajo de verificar del cumplimiento de las normas valga más que los ingresos por actos indebidos, el tenedor del trabajo valorará más dicho trabajo y lo cuidará. Cuando la falta de capacidad de gentes con seis o siete de promedio, dejen su lugar en la administración y el manejo de las industrias y equipos sujetos a controles estrictos, a gentes con conocimientos sólidos y liderazgo. No habrá necesidad de recurrir a actos faltos de ética, la planeación y argumentos sólidos proveerán los recursos y tiempo para mantener en óptimas condiciones físicas y de operación a los equipos. Bajo estas circunstancias el inspector no tendrá elementos para poner trabas a los trámites, obstaculizar la operación, ni pedir gratificaciones.

¹ La sujeción del individuo a normas establecidas por la comunidad es un acto moral y legal. *“las normas morales se cumplen a través del conocimiento interno de los individuos, y exigen, por tanto, una adhesión íntima de dichas normas.. Las normas jurídicas no exigen ese convencimiento interno o adhesión íntima a ellas. El sujeto debe cumplir la norma Jurídica, aún sin estar convencido de que es justa y, por consiguiente, aunque no se adhiera íntimamente a ella”.* La responsabilidad moral, *“.....Así, pues, sólo el conocimiento, por un lado, y la libertad, por el otro, permiten hablar legítimamente de responsabilidad. Por el contrario, la ignorancia, de una parte, y la falta de libertad de la otra (entendida como coacción) permite eximir al sujeto de la responsabilidad moral.”* *“La ignorancia de las circunstancias, naturaleza o consecuencias de los actos humanos, permite eximir al individuo de su responsabilidad personal, pero esa exención sólo estará justificada, a su vez, cuando el individuo en cuestión no sea responsable de su propia ignorancia; es decir, cuando se encuentre en la imposibilidad por razones personales o por razones históricas y sociales de ser consiente de su propio acto.”*

¹ Cita: ÉTICA, ADOLFO SÁNCHEZ VÁZQUEZ. Pag. 84, 94, 96, 97. Editorial Grijalvo 1996.

Asumiendo el papel que nos toca realizar en el campo de la vida social y productiva, la responsabilidad íntegra de la corrupción es de las gentes encargadas de cumplir con la normatividad, ya que deben de poseer el conocimiento de las circunstancias, naturaleza y consecuencias de los actos.

A continuación se presentan las normas mexicanas referentes a fuentes fijas aparecidas desde 1991 y su evolución hasta la actual de diciembre de 1994 para emisiones y combustibles, así como el proyecto de norma para eficiencia energética en calderas industriales nuevas de 1995.

En las siguientes tablas se puede apreciar la evolución de las normas, es notable la forma en que la norma se ha ido ajustado a la realidad del país. La norma del 7 de abril de 1993 presentaba valores casi imposibles de cumplir para los combustibles líquidos y a la vez muy holgados para los combustibles gaseosos, además de que diferenciaba entre equipos nuevos y usados.

Norma oficial mexicana NOM-PA-CCAT-022/93 (EN) del 7 de abril de 1993

Que regula la contaminación atmosférica en fuentes fijas y establece los requisitos, especificaciones y parámetros para la instalación de sistemas recuperadores de vapores de hidrocarburos (HC) en estaciones de servicio.

Tabla 3.14 Equipo existente

Capacidad MJ/h (CC)	Tipo de combustible empleado	Densidad de humo	Partículas (PST) mg/m ³ (1)			Bióxido de azufre (ppm v) (1)			Óxidos de nitrógeno (ppm v) (1)			CO (ppm v) (2)
			Zonas críticas		RP	Zonas críticas		RP	Zonas críticas		RP	
			ZMCM	otras		ZMCM	otras		ZMCM	otras		
Hasta 3500 MJ/h (100 CC)	combustóleo/gasóleo	6										250
	otros líquidos	5										
	gaseosos	4										
De: 3501 a 43000 MJ/h (101 a 1200 CC)	líquidos		100	300	400	1100	1650	2600	150	200	270	200
	gaseosos								130	150	180	
De: 43001 a 110000 MJ/h (1201 a 3100 CC)	líquidos		70	250	350	1000	1500	2500	140	180	250	150
	gaseosos								120	140	160	
Mayor de 110000 MJ/h (3100 CC)	líquidos	10% (3)	70	200	300	800	1200	2200	130	150	230	100
	gaseosos	10% (3)							100	130	150	

Tabla 3.15 Equipo de nueva instalación

Hasta 43000 MJ/h (1200 CC)	cualquier tipo de combustible	deben cumplir con los límites indicados en la tabla 1 para la ZMCM e introducir tecnología de baja emisión de óxidos de nitrógeno										150
mayores de 43000 MJ/h	Líquido	10 % (3)	50	150	250	400	400	1500	100	140	200	100
	gaseoso	10 % (3)							75	100	130	
reparación o reconversión existentes	mayor o de equipos	deben cumplir con los límites indicados en la tabla 1 para la ZMCM e introducir tecnología de baja emisión de óxidos de nitrógeno										

Notas:

(1) Concentraciones referidas 289 K (25°C), 760 mmHg, 5% de oxígenovolumen y base seca.

(2) Concentraciones referidas a condiciones de operación

(3) % de opacidad.

RP: Zonas del resto del país

ZMCM: Zona Metropolitana de la Ciudad de México

Tabla 3.16 Medición y análisis de gases de combustión

capacidad del equipo de combustión MJ/h (CC)	parámetro	frecuencia mínima de medición	tipo de medición	tipo de combustible
hasta:3500 MJ/h (100 CC)	densidad de humo	1 vez cada 3 meses	puntual(3muestras) mancha de hollín	líquidos y gaseosos
	CO	1 vez cada 3 meses	continua(mínimo por 45 min.)celda electroquímica o equivalente (1)	líquidos y gaseosos
	exceso de aire (CO ₂ , CO, O ₂ ,N ₂)	1 vez por semana	puntual(3 muestras) Orsat o equivalente(2)	líquidos y gaseosos
de:3501 a 43000 MJ/h (101 a 1200 CC)	partículas totales y neblinas de ácido sulfúrico	1 vez por año	isocinetico(mínimo por 60 min.)(3), 2 muestras definitivas	líquidos
	NOx	1 vez por año	continuo (mínimo por 45 min.) quimiluminiscencia o equivalente	líquidos y gaseosos
	SO ₂	1 vez por año	puntual por torio, infrarrojo no dispersivo o equivalente	líquidos
	CO	i vez por mes	continuo(mínimo por 45 min.) infrarrojo no dispersivo o electroquímico	líquidos y gaseosos
	exceso de aire (CO ₂ , CO, O ₂ , N ₂)	diario	Puntual (3 muestras) Orsat o equivalente	líquidos y gaseosos

Tabla 3.17 Medición y análisis de gases de combustión

capacidad del equipo de combustión MJ/h (CC)	parámetro	frecuencia mínima de medición	tipo de medición	tipo de combustible
De : 43001 a 110000 MJ/h (1201 a 3100 CC)	partículas totales y neblinas de ácido sulfúrico	1 vez por año	isocinetico (mínimo por 60 min.) 2 muestras definitivas.	líquidos
	NOx	1 vez cada 6 meses	continua(mínimo por 45 min.) quimiluminiscencia o equivalente	líquidos y gaseosos
	SO ₂	1 vez por año	puntual por torio, infrarrojo no dispersivo o equivalente	líquidos
	CO	1 vez por mes	continuo (mínimo por 45 min.) infrarrojo no dispersivo, electroquímico o equivalente	líquidos y gaseosos
	exceso de aire (CO ₂ , CO, O ₂ , N ₂)	1 vez por turno	puntual (3 muestras) o equivalente	líquidos y gaseosos
Mayor de 110000 MJ/h (3100 CC)	Partículas totales y neblinas de ácido sulfúrico	1 vez cada 6 meses	isocinetico (mínimo por 60 min.) 2 muestras definitivas	líquidos
	opacidad	permanente	continua opacimetro con registrador como mínimo	líquidos y gaseosos
	NOx	permanente	continua quimiluminiscencia con registrador como mínimo	líquidos y gaseosos
	SO ₂	permanente	continua infrarrojo no dispersivo, ultravioleta o equivalente con registrador como mínimo	líquidos
	CO, CO ₂	permanente	continua infrarrojo no dispersivo o equivalente con registrador como mínimo	líquidos y gaseosos
	O ₂	permanente	continua campo magnético o equivalente con registrador como mínimo	líquidos y gaseosos

Debido a la imposibilidad de cumplir con ciertos valores (CO) de la norma del 7 de abril, está fue rápidamente revisada y adecuada un poco más a la realidad, dando lugar al proyecto de norma del 1 de agosto de 1994. La nueva norma aumentó el valor de CO de 250 a 400 ppm y de 150 a 220 ppm de NOx e incluyó un nuevo parámetro, el exceso de aire. Pero seguía sin distinguir la diferencia en valores de emisión para el CO entre combustibles líquidos y gaseosos. Es sabido que la eficiencia de combustión para un combustible gaseoso es mayor que para un líquido, debido a la mecánica con la cual es realizada una y otra.

Norma oficial mexicana NOM-085-ECOL-1994 del 1 de agosto de 1994 (proyecto)

Tabla 3.18 De 1994 al 31 de diciembre de 1997

Capacidad del equipo de combustión MJ/h	tipo de combustible empleado	densidad del humo	partículas mg/m ³ (kg/10 ⁶ kcal) (1)(4)			Dióxido de azufre ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1)(4)			Óxidos de nitrógeno ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1)(4)			CO ppm V (2)	exceso de aire de combustión % volumen
			ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZO	RP	ZMCM	ZM(3)	RP(3)		
hasta 5250	combustible gasóleo	4	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	400	60
	otros líquidos gaseosos	3	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
de 5250 a 43000	líquidos	NA	100 (0,142)	425 (0,604)	600 (0,852)	1100 (4,08)	2100 (7,80)	2500 (9,29)	220 (0,583)	300 (0,801)	400 (1,084)	400	50
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	220 (0,583)	300 (0,787)	400 (1,023)		
de 43000 a 110000	líquidos	NA	100 (0,142)	425 (0,604)	550 (0,781)	1100 (4,08)	2100 (7,81)	2500 (9,29)	180 (0,491)	300 (0,801)	400 (1,059)	NA	40
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	180 (0,480)	300 (0,787)	400 (1,023)		
mayor de 110000	líquidos	NA	70 (0,099)	325 (0,462)	500 (0,710)	800 (2,97)	1800 (5,95)	2500 (9,29)	180 (0,427)	280 (0,748)	400 (1,039)	NA	30
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	180 (0,409)	280 (0,716)	400 (1,023)		

Tabla 3.19 Del 1° de enero de 1998 en adelante

Capacidad del equipo de combustión MJ/h	tipo de combustible empleado	partículas mg/m ³ (kg/10 ⁶ kcal) (1)(4)			Dióxido de azufre ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1)			Óxidos de nitrógeno ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1)(4)			CO ppm V (2)	exceso de aire de combustión % volumen (4)
		ZMCM	ZC(3)	RP	ZMCM	ZC(3)	RP	ZMCM	ZM(3)	RP(6)		
hasta 5250	combustible gasóleo	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	400	50
	otros líquidos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
de 5250 a 43000	líquidos	75 (0,106)	350 (0,497)	450 (0,630)	550 (2,04)	1100 (4,08)	2200 (8,16)	190 (0,507)	190 (0,507)	375 (1,0)	400	40
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	190 (0,507)	190 (0,496)	375 (1,0)		
de 43000 a 110000	líquidos	40 (0,085)	300 (0,426)	400 (0,566)	550 (2,04)	1100 (4,08)	2200 (8,16)	110 (0,294)	110 (0,294)	375 (1,0)	NA	30
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0,281)	110 (0,281)	375 (0,9590)		
mayor de 110000	líquidos	60 (0,85)	250 (0,355)	350 (0,497)	550 (2,04)	1100 (4,08)	2200 (8,16)	110 (0,294)	110 (0,294)	375 (1,0)	NA	25
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0,281)	110 (0,281)	375 (0,958)		

Tabla 3.20 Medición y análisis de gases de combustión

capacidad del equipo de combustión MJ/h (cc)	parámetro	frecuencia mínima de medición	tipo de medición	tipo de combustible
Hasta 5250	densidad de humo	1 vez cada 3 meses	puntual (3 muestras) mancha de hollín.	líquidos
	CO	1 vez cada 3 meses	continua(mínimo por 45 min) celda electroquímica o equivalente (1)	líquidos y gaseosos
	CO ₂ , CO, O ₂ , N ₂	1 vez por mes	puntual (3 muestras); orsat o equivalente(2)	líquidos y gaseosos
De 5259 a 43000	partículas totales	1 vez por año	isocinético (mínimo por 60 min) dos muestras definitivas(3)	líquidos
	Neblina de ácido sulfúrico			
	NOx	1 vez por año	continuo (mínimo por 45 min); quimiluminiscencia o equivalente	líquidos y gaseosos
	SO ₂	1 vez por año	puntual por torio; infrarrojo no dispersivo o equivalente	líquidos
	CO	1 vez por mes	continua(mínimo por 45 min) infrarrojo no dispersivo, o electroquímico.	Líquidos y gaseosos
	CO ₂ , CO, O ₂ , N ₂	diario	puntual (3 muestras); orsat o equivalente	líquidos y gaseosos
De 43000 a 110000	partículas totales	una vez por año	isocinético (mínimo por 60 min); 2 muestras definitivas	líquidos
	neblinas de ácido sulfúrico			
	NOx	1 vez cada 6 meses	continuo (mínimo por 45 min); quimiluminiscencia o equivalente	líquidos y gaseosos
	CO ₂ , CO, O ₂ , N ₂	1 vez por turno	puntual (3 muestras); orsat o equivalente	líquidos y gaseosos
Mayor de 110000	partículas totales	1 vez cada 6 meses	isocinético (mínimo por 60 min); 2 muestras definitivas	líquidos
	neblinas de ácido sulfúrico			
	NOx	permanente (4)	continua: quimiluminiscencia con registrador como mínimo	líquidos y gaseosos
	O ₂	permanente	continua: campo magnético o equivalente con registrador como mínimo	líquidos y gaseosos

La norma del 2 de diciembre eliminó el parámetro de CO emitido (el proyecto de esta norma si lo había contemplado) con lo cual cortó el problema de establecer el valor práctico para emisión de CO. Esta norma es la vigente actualmente y a partir de del 1 de enero de 1998 reducirá el valor de exceso de aire en 10 %, a excepción de la capacidad mas grande de equipo de combustión para el cual lo reducirá en 5 %.

Norma oficial NOM-085- ECOL- 1994 del 2 de diciembre de 1994

Que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas, monóxido de carbono, óxido de nitrógeno, bióxido de azufre, neblinas de ácido sulfúrico y partículas suspendidas, así como los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión y emisiones de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión utilizados en fuentes fijas, que usan combustibles fósiles líquidos o gaseosos, o cualquiera de sus combinaciones.

Tabla 3.21 De 1994 al 31 de diciembre de 1997

Capacidad del equipo de combustión MJ/h	tipo de combustible empleado	densidad del humo	partículas mg/m ³ (kg/10 ⁶ kcal) (1)(2)			Bióxido de azufre ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1)(2)			Óxidos de nitrógeno ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1)(4)			exceso de aire de combustión % volumen
			número de mancha u opacidad	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC(5)	RP	ZMCM	ZM(3)	
hasta 5250 (150 cc)	combustible gasóleo	4	NA	NA	NA	1100 (4.08)	2100 (7.80)	2600 (9.81)	NA	NA	NA	50
	otros líquidos	3	NA	NA	NA	1100 (4.08)	2100 (7.81)	2600 (9.81)	NA	NA	NA	
	gaseosos	0	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
de 5250 a 43000 (1200 cc)	líquidos	NA	100 (0.142)	425 (0.604)	600 (0.852)	1100 (4.08)	2100 (7.80)	2600 (9.81)	220 (0.588)	300 (0.801)	400 (1.064)	50
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	220 (0.583)	300 (0.767)	400 (1.023)	
de 43000 a 110000 (3000 cc)	líquidos	NA	100 (0.142)	425 (0.604)	550 (0.781)	1100 (4.08)	2100 (7.81)	2600 (9.81)	180 (0.481)	300 (0.801)	400 (1.069)	40
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	180 (0.460)	300 (0.767)	400 (1.023)	
mayor de 110000	sólidos	NA	70 (0.105)	325 (0.486)	435 (0.664)	1100 (4.32)	2100 (8.24)	2600 (9.81)	160 (0.449)	280 (0.785)	400 (1.122)	30
	líquidos	NA	70 (0.099)	325 (0.462)	500 (0.710)	1100 (4.12)	2100 (7.81)	2600 (9.81)	160 (0.427)	280 (0.748)	400 (1.069)	
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	160 (0.409)	260 (0.716)	400 (1.023)	

Tabla 3.22 Del 1º de enero de 1998 en adelante

Capacidad del equipo de combustión MJ/h	tipo de combustible empleado	densidad del humo	partículas mg/m ³ (kg/10 ⁶ kcal) (1)(2)			Bióxido de azufre ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1)(2)			Óxidos de nitrógeno ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1)			exceso de aire de combustión % volumen (5)
			número de mancha u opacidad	ZMCM	ZC(3)	RP	ZMCM	ZC(3)	RP	ZMCM	ZM(4)	
hasta 5250 (150 cc)	combustible gasóleo	3	NA	NA	NA	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	NA	NA	NA	50
	otros líquidos	2	NA	NA	NA	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	NA	NA	NA	
	gaseosos	0	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
de 5250 a 43000 (1200 cc)	líquidos	NA	75 (0.108)	350 (0.497)	450 (0.639)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	190 (0.507)	190 (0.507)	375 (1.0)	40
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	190 (0.486)	190 (0.486)	375 (0.959)	
de 43000 a 110000 (3000 cc)	líquidos	NA	60 (0.085)	300 (0.428)	400 (0.568)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.281)	110 (0.294)	375 (1.0)	30
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	
mayor de 110000	sólidos	NA	60 (0.090)	250 (0.375)	350 (0.525)	550 (2.16)	1100 (4.31)	2200 (8.16)	110 (0.309)	110 (0.309)	375 (1.052)	25
	líquidos	NA	60 (0.085)	250 (0.355)	350 (0.497)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	
	gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	

Tabla 3.23 Medición y análisis de gases de combustión

capacidad del equipo de combustión MJ/h (cc)	parámetro	frecuencia mínima de medición	tipo de medición	tipo de combustible
Hasta 5250 (150 cc)	densidad de humo	1 vez cada 3 meses	puntual (3 muestras) mancha de hollín.	líquidos y gaseosos
	CO ₂ , CO, O ₂ , N ₂	1 vez cada 3 meses	puntual (3 muestras); o equivalente	líquidos y gaseosos
	SO ₂	1 vez cada 3 meses	medición indirecta a través de certificados de calidad de combustibles que emita el proveedor	líquidos
De 5259 a 43000 (1200 cc)	partículas totales	1 vez por año	isocinético (mínimo por 60 min) dos muestras definitivas(2)	líquidos
	NOx	1 vez por año	continuo(4); quimiluminiscencia o equivalente	líquidos y gaseosos
	SO ₂	1 vez por año	medición indirecta a través de certificados de calidad de combustibles que emita el proveedor	líquidos
	CO ₂ , CO, O ₂ , N ₂	diario	puntual (3 muestras); o equivalente	líquidos y gaseosos
De 43000 a 110000 (3088,8 cc)	partículas suspendidas totales	una vez por año	isocinético (mínimo por 60 min); 2 muestras definitivas	líquidos
	NOx	1 vez cada 6 meses	continua: quimiluminiscencia o equivalente	líquidos y gaseosos
	SO ₂	1 vez por año	medición indirecta a través de certificados de calidad de combustibles que emita el proveedor	líquidos
	CO ₂ , CO, O ₂ , N ₂	1 vez por turno	puntual (3 muestras); o equivalente	líquidos y gaseosos
Mayor de 110000	partículas suspendidas totales	1 vez cada 6 meses	isocinético (mínimo por 60 min); 2 muestras definitivas	sólidos y líquidos
	NOx	permanente (3)	continua: quimiluminiscencia o equivalente	sólidos líquidos y gaseosos
	O ₂	permanente	continua: campo magnético o equivalente, con registrador como mínimo o equivalente	líquidos y gaseosos
	SO ₂	1 vez por año	medición indirecta a través de certificados de calidad de combustibles que emita el proveedor	líquidos y sólidos

La calidad del combustible, forma de reducir la emisión de óxidos de azufre y responsabilidad del productor de los combustibles, requiere de ser supervisada por algún organismo sin compromiso. Los valores promedio de contenido de azufre en los combustibles mexicanos es de 0.5% para diesel, 0.98% para gasóleo, 2.93% para combustóleo, 0.01% para gas L.P. y 0.08% para el gas natural; la presente norma especifica 0.5% para el diesel, 2% para el gasóleo, 4% para el combustóleo, 0.00032% para el gas natural y 0.00014% para el gas L.P.

Comparando estos valores, la norma no hace mucho por reducir el contenido de azufre en los combustibles que si lo requieren.

La EPA (Environmental Protection Agency) y NAAQS (National Ambient Air Quality Standards) establecen para los combustibles líquidos en los EU un contenido de azufre máximo de: 0.5%.

Tabla 3.24 Diesel SIN

NOMBRE DEL PRODUCTO		DIESEL SIN (1)	
Propiedad	Unidad	Método	Especificación
Peso específico a 20/4°C		ASTM-D-1298-90	informar
Destilación (2)		ASTM-D-86-90	
temperatura inicial de ebullición	°C		informar
el 10% destila a	°C		275 máximo
el 50% destila a	°C		informar
el 90% destila a	°C		345 máximo
temperatura final de ebullición	°C		informar
Temperatura de inflamación	°C	ASTM-D-93-90	45 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	ASTM-D-97-87	(3)
Temperatura de nublamiento	°C	ASTM-D-2500-91	informar
Número de cetano o		ASTM-D-613-86	48 mínimo
Índice de catano		ASTM-D-976-81	48 mínimo
Azufre total	% peso	UOP-357-80 o ASTM-D-4294-90	0,05 máximo
Corrosión al Cu, 3 horas a 50°C		ASTM-D-130-88	estándar No. 1 máximo
Carbón Ramsbotton (en 10% del residuo)	% peso	ASTM-D-524-88	0,25 máximo
Agua y sedimento	% volumen	ASTM-D-1796-90	0,05 máximo
Viscosidad cinemática a 40°C	mm ² /s	ASTM-D-445-88	1,9 a 4,1
Cenizas	% peso	ASTM-D-482-91	0,01 máximo
Color		ASTM-D-1500-91	2,5 máximo
Aromático	%volumen	ASTM-D-1319-89 2549-91 o 5186-91	30 máximo
OBSERVACIONES:			
(1) Obligatoria en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM) a partir de 1994 y para las Zonas Metropolitanas de las ciudades de las ciudades de Guadalajara y Monterrey a partir de 1995			
(2) Las temperaturas de destilación están corregidas a 101,3 KPa.(760 mm de Hg).			
(3) De marzo a octubre 0°C máximo; de noviembre a febrero -5°C máximo			

Tabla 3.25 Diesel desulfurado

NOMBRE DEL PRODUCTO		DIESEL DESULFURADO	
Propiedad	Unidad	Método	Especificación
Destilación (1)		ASTM-D-86-90	
el 10% destila a	°C		informar
el 90% destila a	°C		350 máximo
Temperatura de inflamación	°C	ASTM-D-93-90	41 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	ASTM-D-97-87	(2) máximo
Temperatura de nublamiento	°C	ASTM-D-2500-91	informar
Índice de catano		ASTM-D-976-81	45 mínimo
Azufre total	% peso	ASTM-D-129-91, 1552-90, 2622-87 o 1266-91	0,5 máximo
Corrosión al Cu, 3 horas a 50°C		ASTM-D-130-88	estándar No. 2 máximo
Carbón Ramsbotton (en 10% del residuo)	% peso	ASTM-D-524-88	0,25 máximo
Agua y sedimento	% volumen	ASTM-D-1796-90	0,05 máximo
Viscosidad S.U. A 37°C	segundo	ASTM-D-445-88 y 2161-87	32 a 40
Viscosidad inemática a 40°C	mm ² /s	ASTM-D-445-88	1,9 A 4,1
Cenizas	% peso	ASTM-D-482-91	0,01 máximo
Color		ASTM-D-1500-91	2,5 máximo
OBSERVACIONES:			
(1) Las temperaturas de destilación están corregidas a 101,3 KPa.(760 mm de Hg).			
(2) De marzo a octubre 0°C ; de noviembre a febrero -5°C.			

Tabla 3.26 Diesel industrial

NOMBRE DEL PRODUCTO		DIESEL INDUSTRIAL (COMBUSTIBLE INDUSTRIAL)	
Propiedad	Unidad	Método	Especificación
Peso específico a 20/4°C		D-1298-90	informar
Temperatura de inflamación	°C	D-93-90	52 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	D-97-87	(1)
Azufre total	% peso	D-1552-90 o D- 2622-87 o D-1266-91	0,5 máximo
Agua y sedimento	% volumen	D-1796-90	0,05 máximo
Viscosidad cinemática a 40°C	mm ² /s	D-445-88	1,9 a 5,8
Color		D-1500-91	5,0 máximo

OBSERVACIONES:
 (1) ZMCM: De marzo a octubre 10°C máximo ; de noviembre a febrero 5°C máximo. Resto del país: 10°C máximo.
 Nota: El diesel industrial es para uso exclusivo en quemadores de flama abierta, por lo que no debe utilizarse en motores de combustión interna, al no satisfacer los requerimientos para dicho uso..

Tabla 3.27 Gasóleo industrial

NOMBRE DEL PRODUCTO		GASÓLEO INDUSTRIAL	
Propiedad	Unidad	Método	Especificación
Temperatura de inflamación	°C	ASTM-D-93-90	55 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	ASTM-D-97-87	10 máximo
Azufre total	% peso	ASTM- D-1552-90 2622-87 o 129-911	2,0 máximo
Agua y sedimento	% volumen	ASTM-D-1796-90	0,2 máximo
Viscosidad cinemática a 40°C	mm ² /s	ASTM-D-445-88	4,1 a 19,58
Cenizas	% peso	ASTM-D-482-91	0,1 máximo

OBSERVACIONES:
 (1) Este material es únicamente adecuado para combustión en flama abierta, por lo que no debe utilizarse en motores de combustión interna a diesel, al no satisfacer los requerimientos de dicho uso.
 (2) El gasóleo industrial estará disponible en la ZMCM hasta el 31 de diciembre de 1997.

Tabla 3.28 Combustóleo industrial

NOMBRE DEL PRODUCTO		COMBUSTÓLEO INDUSTRIAL (1) (2)	
Propiedad	Unidad	Método	Especificación
Temperatura de inflamación	°C	D-93-90	66 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	D-97-87	15 máximo
Azufre	% peso	D-1552-90 o D- 2622-87	(1)
Agua y sedimento	% volumen	D-1796-90	1,0 máximo
Viscosidad Saybolt Furol a 50°C	segundo	D-445-88 y D-2161-87	475 a 550
Viscosidad cinemática a 40°C	mm ² /s	D-445-88	1008 a 1166

OBSERVACIONES:
 (1) Hasta el 31 de diciembre de 1997, el contenido máximo de azufre del combustóleo procedente de las refinerías ubicadas en Cadereyta, Minatitán , Salamanca, Salina Cruz y Tula, será de 4% en peso; y el de Cd. Madero, de 4,6 % en peso.
 (2) A partir del 1 de enero de 1998 el contenido máximo de azufre de cualquier combustóleo no excederá 4 % en peso.

Tabla 3.29 Gas natural

NOMBRE DEL PRODUCTO		GAS NATURAL	
Propiedad	Unidad	Método	Especificación
Humedad	dm ³ /m ³	Determinación del punto de rocío con higrómetro	0,140 máximo
Poder calorífico	MJ/m ³	ASTM-D-1826-88	35,426 mínimo (1)
H ₂ S	dm ³ /m ³	ASTM- D-4468-89, UOP-791-80 o tubos detectores con analizador portátil	0,012 máximo
Azufre total	dm ³ /m ³	ASTM-D-4468-89 o UOP-791-80	0,32 máximo
CO ₂ + N ₂	% volumen	ASTM-D-1945-81 cromatográfico	3 máximo
OBSERVACIONES: (1) Calculado con base en la composición			

Tabla 3.30 Gas L.P.

NOMBRE DEL PRODUCTO		GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GAS L.P.)	
Propiedad	Unidad	Método	Especificación
Presión de vapor en exceso a la atmosférica a 37,8°C	KPa. (lb/pulg ²)	D-1267-89	551 (80) mínimo 1379(200) máximo
El 95 % destila a:	°C	D-1837-86	2 máximo
Etano	% volumen	D-2163-91	2 máximo
Pentano*	% volumen	D-2163-91	2 máximo
Residuo de la evaporación de 0,100 dm ³	cm ³	D-2158-89	0,05 máximo
Peso específico a 20/4°C		D-1657-89	informar
Corrosión de placa de cobre, ahora a 37,8°C		D-1838-89	estándar No.1 máximo
Agua libre		Visual	nada
Azufre total	kg/Ton	D-4045-87 o UOP-791-80	0,140 máximo
OBSERVACIONES: (1) Calculado con base en la composición			

Reglamento CCAT-FF-001 del 20 de Julio de 1991

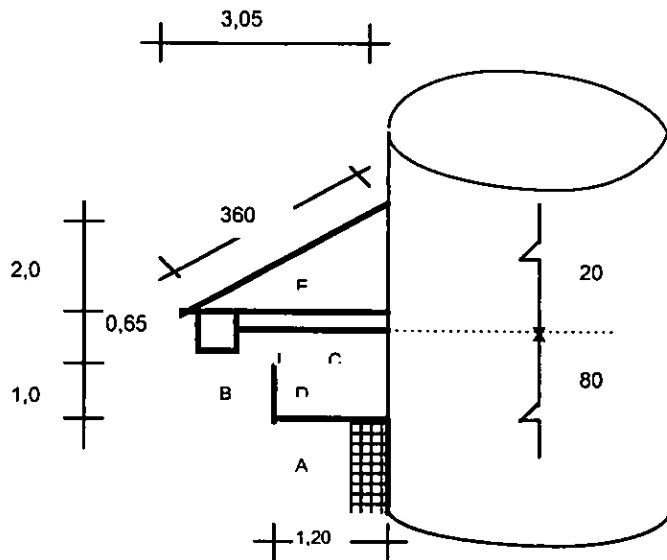
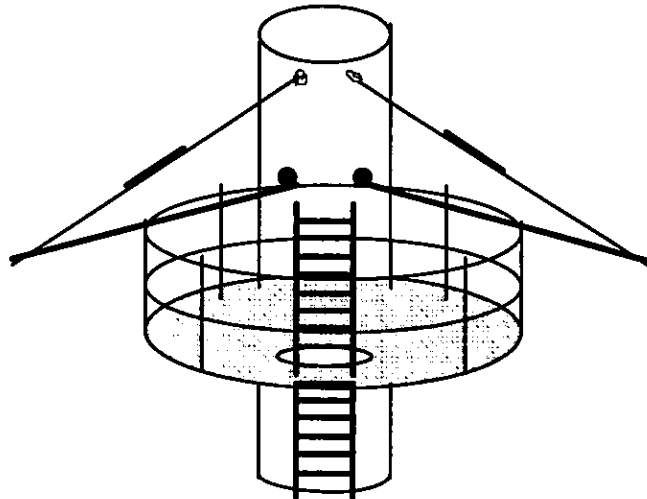
Referente a medición de gases y partículas en ductos o chimeneas de las fuentes fijas, instructivo de plataformas y puertos de muestreo.

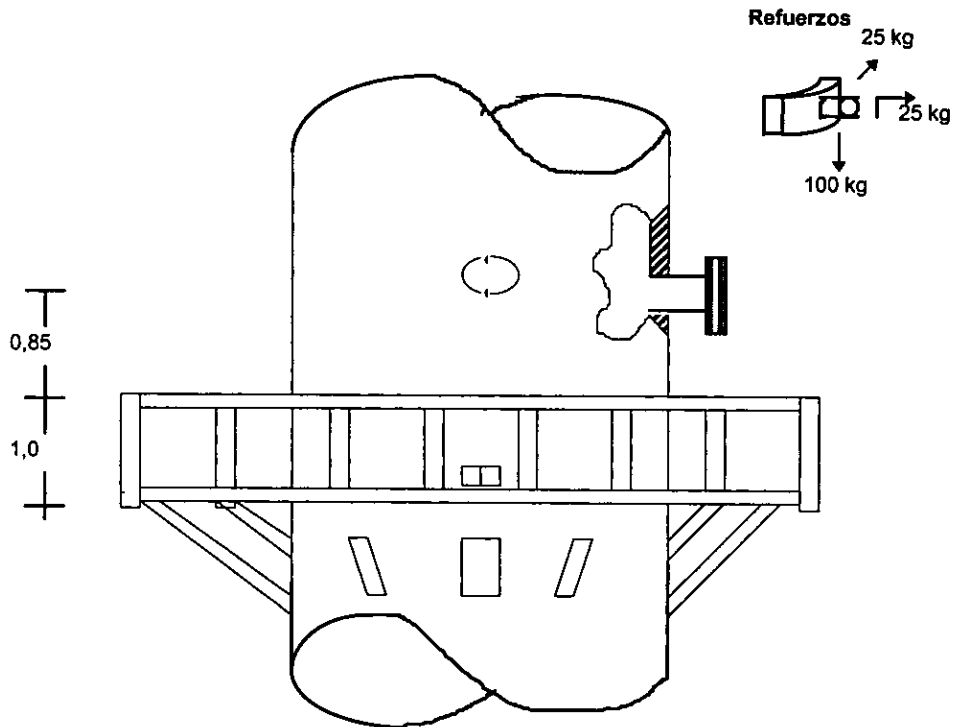
Los ductos o chimeneas de las operaciones y procesos industriales con diámetros internos, iguales o mayores a 30 cm y sus equivalentes, deberán instalar plataformas y puertos para el muestreo de emisiones contaminantes.

- 1.1 Las plataformas deberán ser circulares o de media luna, con escalerilla de ascenso de alta seguridad, preferentemente del tipo marino y ser capaces de soportar una carga de 400 kg.
- 2.2 Para ductos o chimeneas de sección circular, deberán colocarse dos o cuatro puertos en forma perpendicular.
- 2.5 Los puertos deben de ser lo suficientemente resistentes para soportar una fuerza cortante de 100 kg, una fuerza radial de 25 kg, una fuerza lateral de 25 kg, con un diámetro interno de 10 cm y 8 cm de extensión, con banda ciega

2.6 Los puertos deberán colocarse a una altura tal que conserven una relación de 8 diámetros corriente arriba de la última perturbación del flujo, ocasionado por expansión, contracción, codo, ventilador, etc. y dos diámetros antes de la salida.

Cuando una chimenea tenga una altura menor a los cuatro diámetros después de la última perturbación del flujo, esta deberá ser prolongada para que pueda ser muestreada.





Reglamento CCAT-FF-001-A del 20 de Julio de 1991

Los conductos o chimeneas de las operaciones y procesos industriales con diámetros internos, menores a 30 cm y hasta 10 cm y sus equivalentes, deberán instalar plataformas y puertos para el muestreo de emisiones contaminantes de acuerdo a las indicaciones siguientes:

A) Las plataformas o andamios deberán ser superficies capaces de soportar una carga de 150 kg con ascenso de alta seguridad y espacio suficiente para dar facilidad de maniobra al operador, pudiendo ser estas fijas o desmontables. B) Para conductos o chimeneas circulares se deberán colocar dos orificios de muestreo. C) Para conductos circulares se deberán hacer dos perforaciones, una en el nivel 1 y otra en el nivel 2. Para conductos mayores a 20 cm se deberán muestrear 14 puntos por sección, y para conductos menores a 20 cm y hasta 10 cm de diámetro interior, se deberán muestrear 8 puntos, con las siguientes partes proporcionales. Las perforaciones deberán ser de 4 cm de diámetro

Tabla 3.31 Distribución de áreas para el monitoreo

Punto	parte proporcional % \varnothing mayor a 20 cm	parte proporcional % \varnothing menor a 20 cm
1	8,7	20,4
2	12,9	25,0
3	16,9	30,6
4	20,4	38,8
5	25,0	61,2
6	30,6	69,4
7	38,8	75,0
8	61,2	79,6
9	69,4	
10	75,0	
11	79,6	
12	85,5	
13	87,1	
14	90,3	

Norma oficial NOM-012-ENER-1996 del 6 de Julio de 1996. (proyecto de norma)

Que regula la eficiencia de calderas nuevas de baja capacidad, especificaciones y método de prueba

9.2 El método de prueba que debe usarse para determinar la eficiencia térmica de las calderas de baja capacidad es el método directo o de entradas y salidas.

$$\eta = \frac{Q_2}{Q_1} \times 100$$

$$Q_1 = F_c \rho_c PCI$$

$$Q_2 = F_s \rho_s C_p (T_s - T_c)$$

valuados a condiciones ISO (P=101.3 kPa y T = 15.5°C)

Tabla 3.32 Eficiencia de calderas

Tipo de caldera	Capacidad (kW)	η (%)	Combustible
Calderas tubos de humo	7.5 a 100	76.0	Gas natural o L.P.
		80.0	Gasóleo, Diesel
Calderas tubos de agua	7.5 a 100	76.0	Gas natural o L.P.
		80.0	Gasóleo, Diesel

Proyecto de norma oficial mexicana para la calidad del aire²

Tabla 3.33 Calidad del aire (Valores propuestos)

Contaminantes	Exposición de corto plazo	Periódico	Exposición de mediano y largo plazo	Periódico
Ozono	0.11 ppm	1 hora		
Monóxido de carbono	11 ppm	8 horas		
Bióxido de carbono	0.13 ppm	24 horas	0.03 ppm	media aritmética anual
Bióxido de nitrógeno	0.21 ppm	1 hora		
Partículas suspendidas totales	260 ug/m ³	24 horas	75 ug/m ³	media geométrica anual
Partículas menores de 10 micras	150 ug/m ³	24 horas	50 ug/m ³	media geométrica anual
Plomo			1.5 ug/m ³	3 meses promedio
Benceno	0.10 ppm*	8 horas		
*Exposición ocupacional				

² Teorema, marzo/junio'95. pag.41

El factor ambiental objeto de la certificación³ ISO 14000

En 1996 comenzó a operar en México la normatividad de la International Standard Organization (ISO) en su serie 14000 aplicable a la incorporación del factor ambiental en los sistemas de administración general.

La norma ISO 14000 modifica la visión del factor ambiental : hasta ahora, las empresas dirigían sus esfuerzos al tratamiento y la remediación de descargas, emisiones y residuos, es decir al enfoque de la descarga.

Sin embargo, esa materia prima, energético o agua puede ser un desperdicio generado innecesariamente, debido a alguna ineficiencia a lo largo del proceso de producción. Las ISO 14000 hacen del ambiente un factor más a tomar en cuenta por la gerencia, a fin de corregir y mejorar cada fase, disminuir descargas, emisiones y residuos, y elevar así la productividad.

La serie 14000 amplifica la orientación de los criterios de calidad de las normas ISO, pues si velan por la calidad del producto, en adelante verán por la calidad del proceso de elaboración de ese producto.

La aplicación de esta norma está enfocada a las industrias exportadoras y sus proveedores. La gestión ambiental de ISO en su serie 14000 a 14100 maneja un modelo de siga. El estándar 14001 proporciona las especificaciones para este modelo y el 14004 la guía para ejecutar estas especificaciones

Estos dos estándares describen al modelo de "siga" en cinco grandes áreas:

- Política ambiental
- Planeación
- Implementación
- Revisión y mejora
- Repaso general

Estos estándares requieren de certificación y para lograr ésto se apoyan en cuatro herramientas:

Etiquetado ambiental basado en: ISO 14020, 14021, 14022, 14023, 14024, 14025.

Análisis del ciclo de vida, basada en : ISO 14060, mas común ISO 64

Términos y definiciones de la serie gestión ambiental, basada en: ISO 15050

La evaluación de estos estándares ha tomado dos vertientes: evaluación del desempeño y auditoria del siga. La evaluación enfocará en las áreas de gestión, operativas y de relación con el ambiente, por la parte de las auditorias, éstas se basarán en : ISO 14010, 14011, 14012.

El problema de la serie ISO ambiental es que tiene todas las características para convertirse en una barrera no arancelaria.

Ahora las empresas deben cumplir con la certificación ISO 14000 así como lo hicieron con la serie ISO 9000 para obtener y mantener el acceso a los mercados internacionales.

³ Fragmento adaptado de Teorema, pag. 18 dic'95 y pag. 44 dic'96

ISO 9000

Algo acerca de las ISO 9000; El hecho de adoptar en las empresas las normativas 9000 conduce a ver un mejor sentido en el negocio, incrementa las ventajas de mercadotecnia, permite mantener los productos en competencia internacional y establecer las bases de calidad total.

Algunos clientes requieren de sus proveedores un sistema de calidad certificado en ISO 9000 , lo que les permite participar en licitaciones y concursos de obra pública y privada.

El éxito de las ISO 9000 reside en la capacidad de las normas para adecuarse a las necesidades de cualquier empresa, creando así un sistema a la medida.

Existen tres modelos de aseguramiento de calidad contractual:

ISO 9001, para la empresa involucrada en el diseño, la producción, la instalación y el servicio.

ISO 9002, se aplica a las empresas que no cuentan con el diseño pero realizan actividades de producción , instalación y servicio.

ISO 9003, es el menos común y tiene que ver sólo con inspecciones y pruebas finales.

El proceso de certificación es simple y se basa en el esfuerzo común de todas las áreas de la empresa. De ahí la importancia de acogerse a los ISO 9000, garantía de calidad y productividad; mas la ISO 14000 garantía en el proceso de elaboración del producto sin dañar al ambiente.

IV. RECONVERSIÓN DE CALDERAS

El fundamento técnico para las modificaciones en la operación de las calderas sentará la base para su implementación, si una modificación no opera técnicamente no podrá ser implementada, si técnicamente procede se realizara el estudio de costo beneficio para establecer su viabilidad.

Debido a que en la industria mexicana la unidad de 200 CC es la más común, esta capacidad será la base para desarrollar el análisis técnico-económico de las modificaciones.

Una caldera de 200 CC opera normalmente 18 h/d con un factor de carga de 95% durante 332 d/año, esto bajo la condición de que haya sido seleccionada correctamente para la demanda del proceso a satisfacer. Los restantes días no opera por mantenimiento y días no laborables como promedio.

Las ventajas obtenidas para la capacidad de 200 CC serán aplicables a las capacidades mayores con mucho más margen de beneficio; como los ahorros son proporcionales al consumo de combustible y éste de la capacidad de la caldera, una unidad de 400 CC duplicará los beneficios obtenidos con la de 200 CC.

El análisis se basará en los parámetros que ofrecen los equipos comerciales más comunes y conocidos en el mercado nacional, aplicando a cualquier marca y tipo de caldera. En todos los casos se tratará que las modificaciones, parámetros de evaluación y precios correspondan a equipos originales del mejor diseño y calidad.

Las características de operación y precios de los equipos son proporcionados por los fabricantes o los representantes de la marca.

Los precios de equipos, aditamentos, refracciones, costos de instalación, mantenimiento y operación están referidos al tipo de cambio peso-dólar de 7.321 \$/dl¹.

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL CAMBIO DE COMBUSTIBLE PARA GAS-DIESEL

La operación de una caldera depende de varios aspectos que dependiendo de ellos el funcionamiento y mantenimiento resultaran más sencillos y económicos.

El tipo de combustible usado en la operación de la caldera se refleja ampliamente en los costos de operación del equipo, debido al precio del combustible, eficiencia y mantenimiento.

Un análisis práctico² utilizado en el mercado de calderas para evaluar rápidamente el beneficio y resaltar las ventajas que se obtienen con el uso de diferentes combustibles es el siguiente:

Operación de 18 horas por día en fuego alto (máxima carga) con 200 CC

Consumo con gas L.P.

$$0.93 \text{ kg / h CC} \times 200 \text{ CC} = 186.00 \text{ kg / h}$$

$$186.00 \text{ kg / h} \times 18 \text{ h / d} = 3348.00 \text{ kg / d}$$

$$3348.00 \text{ kg / d} \times 2.04 \text{ $ / kg} = 6,829.92 \text{ $ / d}$$

¹ Ver justificación en la sección 6 sobre el análisis financiero.

² Proporcionado por el dpto. servicio calderas de Selmec.

Consumo con diesel industrial

$$1.15 \text{ l/h CC} \times 200 \text{ CC} = 230.00 \text{ l/h}$$

$$230.00 \text{ l/h} \times 18 \text{ h/d} = 4140.00 \text{ l/d}$$

$$4140 \text{ l/d} \times 2.07 \text{ \$/l} = \mathbf{8,569.80 \text{ \$/d}}$$

Consumo con combustóleo

$$1.09 \text{ l/h CC} \times 200 \text{ CC} = 218.00 \text{ l/h}$$

$$218 \text{ l/h} \times 18 \text{ h/d} = 3924.00 \text{ l/d}$$

$$3924 \text{ l/d} \times 0.7249 \text{ \$/l} = \mathbf{2,844.51 \text{ \$/d}}$$

De lo anterior se observa que la operación con combustóleo y gas L.P. resulta más económica, el ahorro proporcionado al operar con gas permite recuperar la inversión para realizar la conversión a gas, así como los menores costos de mantenimiento.

La eficiencia de la caldera depende básicamente de las condiciones en que se encuentran sus partes que realizan la transferencia de calor del gas caliente al metal de tubos, espejos y hogar.

Siendo este proceso realizado por conducción cuyo principio de funcionamiento es el contacto directo, dependiendo éste de la rapidez con que se realice, el hollín producto de la combustión se adhiere a la superficie del metal, formando capas que actúan como material aislante y no permiten el contacto directo del gas caliente con la superficie metálica, provocando que los gases en su recorrido por la superficie de calefacción no transfieren adecuadamente su energía al metal y éste al agua, restándole capacidad evaporativa a la máquina en retrimiento de su eficiencia, generando consumo de combustible extra para compensar la demanda no generada de vapor. Esta energía se deposita al medio ambiente sin obtener un uso de ella a través de los gases en la chimenea a temperaturas elevadas.

Tanto el diesel como el combustóleo al contener más impurezas producen un nivel alto de hollín, provocando que el equipo trabaje con mayores pérdidas de calor durante periodos largos de tiempo al hollinarse la caldera más rápidamente, esto obliga a limpiar frecuentemente la caldera y a mantener en óptimo estado filtros, bombas, motores, block de válvulas, quemador. El costo de mantener este equipo en óptimas condiciones depende de que tanto dejen que se deteriore.

La combustión con gas genera mucho menos contaminantes y es más sencillo ajustar la combustión, esto permite tener menos dificultades para obtener el visto bueno para la operación de la caldera ante SEMARNAP y demás organismos verificadores, y permite aminorar el impacto ambiental al reducir la emisión de partículas a la atmósfera en beneficio de la salud de quienes respiramos este aire.

A continuación realizaremos un análisis técnico sobre el consumo de combustible y las ventajas técnicas, económicas, ambientales y de operación que se logran con el uso de los distintos combustibles. Como la finalidad es la reducción de las emisiones contaminantes solo analizaremos, compararemos a los combustibles menos contaminantes.

El calor necesario para generar un CC es igual a la diferencia de entalpías entre el líquido y vapor saturado a 100 °C y 1 ATM.

$$h = 539.6 \frac{\text{kcal}}{\text{kgCC}}$$

Potencia requerida

$$P = (539.6 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}})(15.63 \frac{\text{kg}}{\text{hrCC}}) = 8444.74 \frac{\text{kcal}}{\text{hrCC}}$$

La eficiencia promedio de una caldera convencional en buenas condiciones se ubica entre un 80 y 82 %.

$$\eta = \frac{P_{vap}}{P_{com}} \Rightarrow$$

$$P_{com} = \frac{P}{\eta_{agua - vapor}} = \frac{8444.74}{0.82} = 10298.46 \frac{\text{kcal}}{\text{hrCC}}$$

Usando Diesel con PCI = $8549.60 \frac{\text{kcal}}{\text{lt}}$, se requiere un flujo de combustible de

$$C_{Diesel} = \frac{10298.46}{8549.60} = 1.2046 \frac{\text{lt}}{\text{hrCC}}$$

Usando Gas natural con PCI = $7937.51 \frac{\text{kcal}}{\text{Nm}^3}$

$$C_{G.N.} = \frac{10298.46}{7937.51} = 1.29744 \frac{\text{m}^3}{\text{hrCC}}$$

Una caldera de 200 CC opera normalmente 18 h/d con un factor de carga de 95% durante 332 días/año, esto bajo la condición de que haya sido seleccionada correctamente para la demanda del proceso a satisfacer.

Costo del consumo de combustible

Para operación con Diesel se tiene :

$$C_{100\%} = (1.2046 \frac{\text{lt}}{\text{hrCC}}) (\frac{18 \text{hr}}{\text{día}}) (\frac{332 \text{días}}{\text{año}}) = 7198.68 \frac{\text{lt}}{\text{añoCC}}$$

$$C_{95\%} = 6838.75 \frac{\text{lt}}{\text{añoCC}}$$

Ya que el precio del Diesel industrial es de $2.07 \frac{\$}{\text{lt}}$, se tiene que:

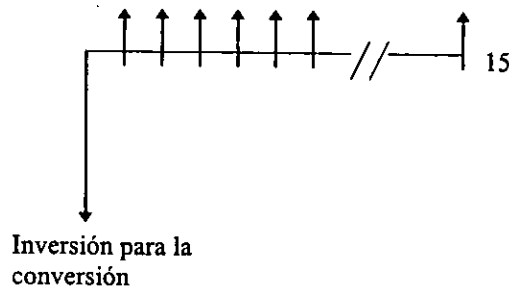
$$\$ = (6838.75)(2.07)(200) = 2'831244.62 \frac{\$}{\text{año}}$$

De igual manera para el Gas Natural, si el precio de éste es de $0.85 \frac{\$}{\text{m}^3}$, entonces

$$\$ = (1.2974)(18)(332)(0.95)(0.85)(200) = 1'252190.48 \frac{\$}{\text{año}}$$

De los resultados anteriores se puede ver que es 44.2% más barato operar con gas natural que con diesel.

Diagrama de flujo



En este diagrama se representa el flujo de efectivo (+) debido al ahorro anual obtenido durante el tiempo de vida del proyecto, y el flujo inicial (-) en el inicio del proyecto para la implementación del sistema.

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA CALDERA CON EQUIPO DE CARBURACIÓN AUTOMÁTICA

La operación automática y manual de una caldera requiere del monitoreo periódico de los parámetros de emisión de los productos de la combustión, debido a dos requerimientos: a) cumplir con lo establecido por la norma en cuanto a emisiones por fuentes fijas; b) garantizar el máximo aprovechamiento de la energía contenida en el combustible, evitando que se pierda por formación de $C\Theta$, C y altos excesos de aire.

Para determinar el beneficio que se obtiene implementando este sistema, el presente análisis se referirá a las condiciones de combustión que se tienen con y sin sistema de carburación automática.

El objetivo de este equipo es mantener el nivel máximo de formación de $C\Theta_2$, con lo que se garantiza que todo el carbón contenido en el combustible se oxide completamente con el oxígeno del aire evitando la formación de $C\Theta$, C (combustible a medio quemar), ésto se debe realizar de la manera más eficiente, para lo cual se deberá obtener un balance entre el exceso de aire y la formación de $C\Theta$, en el entendido de que un alto exceso de aire y $C\Theta$ son parámetros de una mala eficiencia de combustión; Además de que la falta de aire es un factor para formación de $C\Theta$, C.

Refiriéndonos a los diagramas de OSWALD para los combustibles utilizados obtenemos los valores óptimos de $C\Theta_2$ requeridos para una combustión eficiente, este valor deberá ser obtenido mediante el sistema de combustión automático, respetando los valores de exceso de oxígeno marcados por la norma.

Referente a las pérdidas por radiación y convección a través de las superficies expuestas al medio ambiente en las calderas ver la sección sobre aislamientos³, los fabricantes⁴ reportan los siguientes valores:

³ Obtenidos mediante mediciones y calculo.

⁴ Cleaver Brooks

Tabla 4.1 TUBOS DE HUMO TUBOS DE AGUA

CC	% PS	CC	% PS		CC	%PS
20	3.2	250	2.3		1200	1.5
40	3.2	300	1.8		1600	1.4
60	2.5	350	1.3		1800	1.2
80	2.3	400	2.0		2000	1.3
100	2.0	500	1.8		2200	1.1
125	2.5	600	1.3			
150	2.0	700	1.2			
200	1.5	800	1.1			

Para evaluar las pérdidas debidas a los inquemados del carbón utilizamos la siguiente relación, complementada con las tablas debidas a pérdidas primarias en los gases de combustión.

$\alpha_o = \alpha + \beta + IQ$	$\alpha = \alpha_o - \beta - IQ$
$\alpha_o = 1$	$\beta = 1 - \eta$ $IQ = e \eta / 1 + e$

Donde:

- α : Formación de $C\Theta_2$
- β : Formación de $C\Theta$
- α_o : Formación de $C\Theta_2$ estequiométrico
- IQ: Formación de inquemados (carbón)⁵**
- η : Eficiencia de combustión
- e: Exceso de aire

Con estos dos parámetros podemos determinar la eficiencia de la caldera en función del nivel de $C\Theta_2$ en los gases de combustión y pérdidas por radiación-convección, parámetros que dependen exclusivamente de la eficiencia de combustión.

CARACTERÍSTICAS DE LA CALDERA ANALIZADA

Unidad de 200 CC usando gas natural como combustible

Temperatura en cuarto de calderas: 23 °C (74 °F)

Temperatura de gases a la atmósfera: 179 °C (354 °F)

Porcentaje de $C\Theta_2$ en gases de combustión sin carburar: $\alpha = 8.124 \%$ (9.3 % O_2)

Porcentaje de $C\Theta_2$ en gases de combustión con carburación: $\alpha = 9.579 \%$ (4.0 % O_2)

Con estos datos obtenemos la eficiencia de la caldera haciendo uso de tablas para el rendimiento en función del % de $C\Theta_2$ y la temperatura de gases, cabe mencionar que con los coeficientes de HASSEL también es posible obtener un valor muy aproximado de las pérdidas; para este análisis utilizaremos los datos de tablas ya que estos fueron obtenidos a través de mediciones directas.

Diferencia de temperaturas entre el cuarto de calderas y los humos sin carburación: 200 - 23 = 177°C (350°F)

⁵ Ver anexo sobre inquemados del carbón.

Diferencia de temperaturas entre el cuarto de calderas y los humos con carburación: $179 - 23 = 156^{\circ}\text{C}$ (313°F)

% de pérdidas P ⁶ .	% de pérdidas S ⁷ .	% C ₂
19.3	1.5	8.12
17.4	1.5	9.58

Mejora en la eficiencia: 1.9 % (diferencia de pérdidas secundarias)

Consumo de combustible: **sin carburación automática.**

Pérdidas por radiación y combustible no quemado: $19.3 + 1.5 = 20.8 \%$

Eficiencia combustible vapor: $100 - 20.8 = 79.2 \%$

Potencia requerida: 8510 kcal / h CC

Flujo de combustible: $8510 / (7937.1 \times 79.2) = 1.35366 \text{ m}^3 / \text{h CC}$

Consumo: **con carburación automática.**

Pérdidas 18.9 % Eficiencia 81.1 %

Flujo de combustible: $8510 / (7937.1 \times 81.1) = 1.32206 \text{ m}^3 / \text{h CC}$

Ahorro de combustible: $1.35366 - 1.32206 = 0.031596 \text{ m}^3 / \text{h CC}$

La eficiencia en la combustión se refleja en el consumo de combustible, una caldera bien carburada con el mínimo de exceso de aire deberá garantizar la formación óptima de C₂, una caldera descarburada registrará alrededor de 8.0 y 8.5 % de C₂ (combustible quemado), una caldera bien carburada ubicará el C₂ entre un 9.1 y 9.6 %. Revisando la eficiencia de la caldera en función del nivel de C₂ en los gases y temperatura de estos, obtenemos que para una diferencia de temperaturas de 177°C entre el cuarto de calderas y los gases con un contenido de 8.12 % de C₂ tendrá una eficiencia de 79.2%; con un C₂ de 9.58 % la eficiencia será de 81.1 %.

Comparativo para consumo de combustible

Diferencia de temperatura: 156°C
 Combustible: Gas natural PCI 7937.1 kcal/m^3
 Precio del combustible: $0.85 \text{ \$/m}^3$
 Potencia: 200 CC

La operación de una unidad de 200 CC es de 18 h/d durante 332 d/año.

AHORRO ECONÓMICO ANUAL AL IMPLEMENTAR ESTE SISTEMA ES:

$$A = 0.0315967 \times 18 \times 332 \times 200 \times 0.85 = 32,099.80 \text{ \$/año}$$

⁶ Del anexo sobre pérdidas en los gases debidas a la temperatura y porcentaje de bioxido de carbono.

⁷ De la tabla 4.1 Pérdidas secundarias.

⁸ Valores típicos en calderas operando en la industria mexicana con buena y mala combustión.

4.3 CAMBIO DE QUEMADORES

Un quemador estequiométrico es aquel que garantiza valores lo más apegados a la combustión teórica y por tanto realiza con la mayor eficiencia la transformación de la energía química contenida en los combustibles a energía calorífica contenida en los gases de combustión.

Por otro lado un quemador de alta modulación garantiza que durante los periodos de variación de carga, los equipos no estén arrancando y parando, esto debido a que pueden ajustar sus parámetros de funcionamiento como son flujo de combustible y aire al mínimo, evitando así paros por alta presión, lográndose reducir el desgaste de piezas, riesgo de fallas al encendido, pérdidas de calor debidas al enfriamiento causado por los barridos y venteos. Dando como beneficio global la reducción de costos de mantenimiento, pérdidas de combustible y seguridad de operación.

Los beneficios obtenidos son:

- a) Reducción del exceso de aire
- b) Oxidación total del combustible
- c) Reducción de los ciclos de encendido.

a) Reducción del exceso de aire

Balance de calor en el quemador

$$Q_{\text{aire}} + Q_{\text{comb}} + \text{PCI} = \eta_{\text{comb}} Q_{\text{total}}$$

Para que la transferencia de calor del fluido frío, al caliente sea más efectiva se requiere que la diferencia de temperaturas sea lo más grande posible.

$$Q = mC_p(t_2 - t_1) \quad C_p \approx \text{cte.}$$

t_1 es la temperatura de referencia; m , mínimo debe ser la cantidad estequiométrica y no deberá ser mas de lo que la norma estipule (volumen de aire), ya que requerimos que $t_2 - t_1$ sea lo más grande posible, si hacemos m más grande, $t_2 - t_1$ debe disminuir para que se mantenga fija la cantidad Q de calor en el aire; esta cantidad está determinada por la cantidad de energía de que se dispone para precalentamiento del aire, ya sea por gases calientes en el regenerador o por vapor en un serpentín.

De esta forma la diferencia $t_2 - t_1$ será mayor al tener menos masa que calentar, así t_2 será máxima y con ello se mejorará la transferencia de calor.

Otra ventaja es que al manejar menos masa, las dimensiones de los equipos se reduce y la potencia requerida para manejar esta masa es menor.

b) Oxidación total del combustible

La eficiencia de combustión de un quemador **convencional** se ubica entre 99.975% y 99.997% para los diferentes combustibles con excesos de aire de **20 a 60%**. Un quemador de **alta tecnología** (buen diseño) permitirá manejar flujos más exactos de aire y combustible, garantizando una eficiente mezcla y oxidación; ubicando la eficiencia de combustión entre 99.980% y 99.998%, garantizando una mejora de 0.003% para las mejores condiciones como promedio para los diferentes combustibles con excesos de aire de **10 a 25%**. De esta forma los fabricantes garantizan en la eficiencia de combustión:

Tabla 4.2 Valores de eficiencia de combustión⁹

	Convencional	C ₀ ppm	Estequiométrica	C ₀ ppm
Combustóleo	99.975 %	250	99.980 %	200
Gasóleo	99.980 %	200	99.997 %	30
Diesel	99.980 %	200	99.997 %	30
Gas natural	99.997 %	30	99.998 %	12
Gas L.P.	99.997 %	30	99.998 %	12

c) Reducción de ciclos de encendido

Una caldera genera vapor en forma variable conforme a el proceso que alimenta consume y deja de consumir vapor, esta situación provocará el paro por alta presión cuando la demanda de vapor sea baja; cuando la demanda aumente o se consuma el vapor producido la caldera encenderá, iniciando un nuevo ciclo de encendido.

Cada vez que una caldera arranca, relevadores, platinos, bobinas, electrodos, detectores, motores, bombas entran en operación; esta situación al ser repetitiva ocasiona que platinos y electrodos se carbonicen; relevadores y bobinas se calienten dañando el barniz en devanados y reduciendo el tiempo de vida; motores, bombas, válvulas y arrancadores se desgasten. Esta situación genera el aumento de gastos de mantenimiento tanto en mano de obra como el de refacciones, además de que incrementa los tiempos muertos del equipo al no estar disponible para operación, referente a ésta, no es confiable y aumenta el riesgo de falla.

Cabe hacer mención que un equipo bien seleccionado en cuanto a capacidad y tipo de operación quedará exenta de esta circunstancia, pero la experiencia muestra que por cambio en las condiciones de operación en los procesos a lo largo del tiempo, por temporadas, crecimiento o disminución de la industria, la demanda de vapor crece o disminuye provocando que las condiciones de trabajo de las calderas no sean las óptimas, cayendo en el peor de los casos en un equipo sobrado.

El quemador de alta modulación permite rangos de modulación de 10:1 para los combustibles gaseosos y 8:1 para los líquidos; contra 5:1 para gases y 4:1 para líquidos del quemador convencional.

Esto quiere decir que un equipo de 100 CC con quemador convencional operando con gas, podría operar al mínimo como uno de 20 CC, con quemador de alta modulación lo haría como de 10 CC.

Esta diferencia generará que el equipo no pare en esta situación, se eliminará la pérdida de combustible debida a la pospurga, evitará enfriar los tubos con el aire de la prepurga y pospurga, eliminación de esfuerzos térmicos en metales debidos al contacto con aire frío, más la reducción en los costos de mantenimiento, aumento en la seguridad y disponibilidad del equipo.

Tabla 4.3 C₀₂ estequiométrico del diagrama de Oswald¹⁰

Gas natural	12.22 % C ₀₂	→	100 % η_{comb}
Gas L.P.	15.33		
Diesel	15.55	→	Exceso aire 0%
Gasóleo	15.63		
Combustóleo	16.00		

El valor mínimo permisible que debería exigir la norma, es el dado por los quemadores más eficientes, así para el gas natural tendríamos:

⁹ Garantizada por los fabricantes y obtenidas en calderas operando en la industria, ver anexo sobre mediciones.

¹⁰ Ver la sección 3.4 de Ábacos de combustión.

$$12.2246 \% \text{ CO}_2 \rightarrow 100 \% \eta \text{ de combustión.}$$

$$X \rightarrow 99.998 \%$$

$$X = 12.2233 \% \text{ CO}_2 \text{ (ideal, si el exceso de aire fuera cero)}$$

El monóxido de carbono resultante de la combustión al 99.998 de eficiencia es de:

$$\% \text{ CO} = 12.2246 - 12.2233 = 0.0013$$

Equivalente en partes por millón a:

$$0.0013\% \left(\frac{10000 \text{ ppm}}{1\%} \right) = 13 \text{ ppm de CO}$$

Con los valores de exceso de oxígeno para las calderas operando en la industria mexicana tabla 4.7

$$\% \text{ CO}_2 \text{ óptimo} = (1 - 0.000013 - 0.13) \times 12.224 = 10.63$$

En forma análoga para los demás combustibles encontramos los valores mínimos para CO_2 y máximos para CO prácticos alcanzables, ajustando los valores en base a las mediciones realizadas de estos parámetros en campo. Los datos se presentan en la tabla 4.4 están calculados en base a los datos de las tablas 4.2 y 4.3.

Que quede claro que estos valores atienden primero a la eficiencia energética y obtenerlos en una medición de gases durante la operación indicará la más alta calidad en una combustión, siempre y cuando se respete el máximo exceso de aire para lograr esto.

Tabla 4.4 Valores de emisión prácticos de CO_2 , CO y O_2

Combustible	▼% CO_2	ppm CO	% O_2
Gas natural	9.37	18	3.98
Gas L.P.	11.58	30	4.51
Diesel	13.11	200	5.31
Gasóleo	13.12	250	5.84
Combustóleo	13.13	380	6.64
▼ Mas / menos 1 - 3 %			

Valorizando estas mejoras en términos monetarios y refiriéndose a la unidad de 200 CC se obtienen los siguientes resultados:

$$P_{comb} = 8444.74 \frac{\text{kcal}}{\text{hrCC}}$$

con $\eta_{\text{agua-vapor}} = 100 \%$

Para Gas natural

Quemador convencional:

Eficiencia de combustión 99.975 %

$$\text{CO}_2 = 8.23$$

$$\Delta T \text{ gases} = 156 \text{ }^\circ\text{C} (313 \text{ }^\circ\text{F})$$

RECIBO DE DEPÓSITO
 10 DE ABRIL DE 1984
 INSTITUTO TECNOLÓGICO DE AERONÁUTICA

$$E_f = 100 - 18.6 - 1.5 = 79.9$$

$$P_{comb} = \frac{8444.74}{(0.799)} = 10569.13 \frac{kcal}{hrCC}$$

entonces tenemos un flujo de combustible por CC de:

$$\frac{10569.13}{7937.51} = 1.3315 \frac{m^3}{hrCC}$$

Quemador estequiométrico:

Eficiencia de combustión 99.998 %

$$CO_2 = 9.74$$

$$\Delta T \text{ gases} = 156 \text{ } ^\circ C \text{ (313 } ^\circ F)$$

$$E_f = 100 - 16.9 - 1.5 = 81.6$$

$$P_{comb} = \frac{8444.74}{(0.816)} = 10348.946 \frac{kcal}{hrCC}$$

$$\frac{10348.946}{7937.51} = 1.304 \frac{m^3}{hrCC}$$

$1.3038 - 1.3315 = 0.02769$ Ahorro en consumo de combustible por hora de operación.

Para 18 h/d y 332 d/año de operación, se tiene que el ahorro de combustible es:

$$.16552 \frac{m^3}{añoCC}$$

Para 200 CC el ahorro anual es :

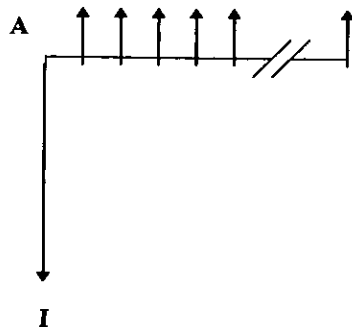
$$33103.94 \frac{m^3}{año}$$

a razón de

$$0.85 \frac{\$}{m^3}$$

por lo tanto

$$A = 28138.35 \frac{\$}{año}$$



Lo importante de este análisis es visualizar el ahorro económico que finalmente puede justificar la inversión en un quemador de este tipo, **pero lo que realmente debe decidir es el factor ambiental referido a la facilidad con que estos quemadores cumplen con la norma ecológica**, evitándose así las molestias y contratiempos para conseguir los permisos de operación ante la autoridad.

4.4 RECIRCULACIÓN DE GASES

La recirculación de gases tiene la única finalidad de disminuir la generación de los óxidos de nitrógeno térmicos durante el proceso de combustión y poscombustión, el N_x inherente depende del contenido de nitrógeno en el combustible, por lo que su control se traslada al igual que los S_x a la calidad del combustible. La experiencia en la operación de estos sistemas se remonta a 1986, a partir de este año pruebas y sistemas fueron desarrolladas para ser instaladas en las calderas, estableciéndose tres métodos para el control de los N_x: 1) bajo exceso de aire, 2) reducción catalítica, 3) recirculación de gases. De estos, la recirculación de gases resulto ser la más efectiva, pero el control por bajos excesos de aire la más común y normalizada en el mundo.

La experiencia con los sistemas para recircular gases indica hoy en día que el equipo a utilizar en las calderas es la recirculación inducida, ya que la recirculación forzada a generado problemas técnicos en los equipos, básicamente en los impulsores que toman el flujo de gases a la salida de la caldera y lo introducen en la zona de poscombustión.

La única justificación para implementar estos equipos en las calderas ya en operación, es el impacto ambiental que se obtiene al disminuir los N_x precursores del ozono en las capas bajas de la atmósfera.

Al tomar la decisión para instalar este equipo se debe tomar en cuenta que la capacidad de la caldera se verá afectada, las calderas fueron diseñadas para trabajar con una diferencia de temperaturas entre 1100°C a la entrada al segundo paso y 180°C de la salida del cuarto o tercer paso en los tubos de humo (de igual forma para los tubos de agua) a lo largo de su superficie de calefacción. El principio de operación del sistema de flujo de gases recirculado (FGR) es disminuir la temperatura de flama en la poscombustión para con esto obtener una temperatura inferior de gases, de esta forma el trabajo de la caldera se realizará en 950°C y 180°C con la misma superficie de calefacción. **La pérdida de capacidad estará entre 0-12% en función del flujo de gases recirculado, siendo este entre 10 y 25%**, sí a una unidad de 700 CC convencional se le instala un sistema FGR la capacidad real será de 620 CC.

La instalación de este sistema se recomienda para calderas que operan con gas o diesel, dado que el contenido de nitrógeno en estos combustibles es nulo o insignificante, el sistema no se recomienda para combustóleo ya que los resultados no se garantizan debido al alto contenido de nitrógeno (2 - 3%). Así el control con el equipo se realizará sobre los N_x térmicos.

Equivalente entre MJ/h y CC:

$$5250 \frac{MJ}{h} = 149.21CC$$

$$43000 \frac{MJ}{h} = 1222.27CC$$

$$110000 \frac{MJ}{h} = 3126.74CC$$

La norma oficial mexicana para fuentes fijas del 2 de diciembre de 1994, establece los siguientes valores de emisión en las zonas críticas.

Tabla 4.5 Valores de emisión permitidos por la norma

Capacidad (CC)	ppm N _x permitido
1 - 150	no aplica
150 - 1222	190 líquidos 190 gaseosos
1222 - 3125	110 líquidos 110 gaseosos
mas de 3125	110 líquidos 110 gaseosos

Cleaver Brooks reporta para los E.U. los siguientes valores típicos de emisión y los niveles de reducción con la recirculación de gases.

Tabla 4.6 Emisión y reducción de ppm de N_x

Combustible	% de recirculación de gases			
	0	10	15	20
Gas natural	85 (0)	50 (40)	42 (50)	34 (60)
Diesel	150 (0)	120 (15-25)	105 (20-40)	*
Combustóleo	225 (0)	200 (20-20)	180 (15-25)	*
Emisión de N_x en ppm *				

*En este rango de recirculación la estabilidad de la flama se afecta.
 † con 3% de exceso de oxígeno en los gases.
 () % de reducción de N_x.

Mediciones de emisiones realizados con combustibles mexicanos aportaron los siguientes datos:

Tabla 4.7 Valores de emisión y reducción para calderas y combustibles mexicanos.

Combustible	% de recirculación de gases			
	0	10	15	20
Gas L.P.	114	68	56	44
Gas natura	116	70	58	46
Diesel	129	103	90	*
Gasóleo	150	120	107	*
Combustóleo	232	186	174	*
Emisión de N_x en ppm *				

+ con 4 - 6.5 % exceso de oxígeno
 Realizados en calderas operando en la industria con capacidades desde 40 - 2200 CC. carburadas.

Observando los valores de emisión sin recirculación de gases de las calderas convencionales se observa que están dentro de norma sin ningún problema, en relación al combustóleo está prohibido en las zonas críticas. El valor permitido en las demás zonas es de 375 ppm, muy por encima del valor registrado en los monitoreos.

Como se afirmó al inicio de este análisis, el único motivo por el cual los industriales instalarían los equipos de recirculación de gases sería cumplir con la norma ecológica, ya que no se obtiene algún beneficio económico, pero viendo que los equipos cumplen con la norma sin necesidad de sistemas de recirculación de gases no se aprecia la mínima posibilidad de que tomen la decisión de instalarlos en sus calderas.

Las únicas posibilidades para que se tome la decisión de instalar los recirculadores de gases son: 1) que se tengan una gran conciencia ecológica, 2) que la norma restrinja más los valores permitidos de emisión y

con ésto obligar a implementar sistemas de reducción de N₀x, 3) Que deseen sub-utilizar sus equipos al reducirles su capacidad entre 0 - 12% con la recirculación.

4.5 ECONOMIZADORES

La función de un economizador esta directamente relacionada con el ahorro de calor latente suministrado al agua para su proceso de ebullición. La relación entre el ahorro de calor y economizador se establece cuando el economizador transfiere calor ganado a los gases de combustión al agua de alimentación, la cual al estar dentro de la caldera requerirá menos calor del combustible para alcanzar la temperatura de ebullición; con esto, el calor del combustible durante la combustión se utilizará en evaporar el agua y no en calentarla, lográndose una mayor generación de vapor, acercándose ésta a las condiciones nominales.

Una forma de visualizar ésto en forma cuantitativa, la ofrece el factor de evaporación, el cual relaciona la cantidad de vapor generado, la temperatura del agua de alimentación y la presión de trabajo con la evaporación nominal definida por un CC.

$$\text{Factor de evaporación} = \frac{\text{Evaporación nominal}}{\text{Evaporación real}}$$

Una caldera de 200 CC trabajando a 7 kg/cm² y una temperatura de agua de alimentación de 43°C estará generando realmente :

$$FE = 1.145 \text{ de tablas}$$

$$\text{Factor de evaporación} = \frac{\text{Evaporación nominal}}{\text{Evaporación real}}$$

$$EN = (200\text{CC})\left(\frac{15.65\text{kg}}{\text{hrCC}}\right) = 3130 \frac{\text{kg}}{\text{hr}} \text{ de vapor nominal (100}^\circ\text{C y } 1 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}\text{)}$$

$$ER = \frac{EN}{FE} = \frac{3130}{1.145} = 2733.62 \frac{\text{kg}}{\text{hr}} \text{ de vapor reales (43}^\circ\text{C y } 7 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}\text{)}$$

comparando el ejemplo anterior pero con agua de alimentación a 49°C:

$${}^{11}FE = 1.134$$

$$ER = \frac{3130}{1.134} = 2760.14 \frac{\text{kg}}{\text{hr}}$$

con esto se logró un aumento de 26.52 kg/h de vapor; los 6°C con los cuales se obtuvo la mejoría en la generación pueden provenir de un economizador, del retorno de condensados, del calor recuperado en las purgas o de algún fluido caliente disponible.

La energía disponible para poder usar el economizador está dada por la temperatura de gases a la salida de la caldera y la temperatura de punto de rocío de la mezcla H₂O, SO₃ y SO₂ presente en los gases. Dependiendo del contenido de azufre en el combustible, del exceso de aire y la temperatura de flama, aproximadamente 1 a 2% del bióxido de azufre se convertirá en trióxido de azufre. El SO₃ al combinarse con vapor de agua sobrecalentado formará ácido sulfúrico (H₂SO₄) y el punto de condensación de este ácido se sitúa entre 116°C (240°F) y 138°C(280°F) dependiendo del tipo de combustible.

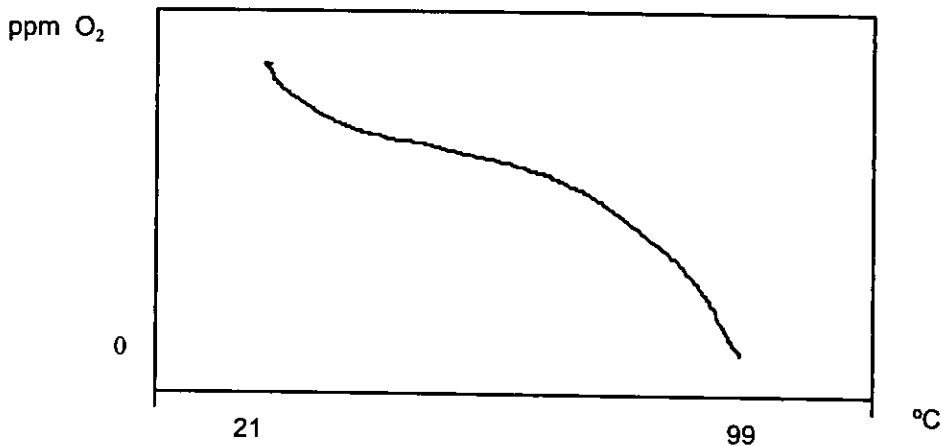
¹¹ De la tabla sobre factor de evaporación a las condiciones de operación, ver anexo.

Para evitar problemas de corrosión en chimeneas y economizadores, la temperatura mínima a la que pueden enfriarse los gases debe ser de 140°C para los combustibles líquidos y 120°C para los gaseosos. La temperatura normal de salida de los gases en la caldera se ubica entre 180°C y 190°C.

Para realizar el análisis de la disponibilidad energética, flujo de agua a calentar e incremento de temperatura tomamos 180°C y 140°C, obteniendo un gradiente de 40°C disponible para usarlo en el economizador.

Otra ventaja que se tiene con la elevada temperatura del agua de alimentación es que el contenido de oxígeno disuelto en el agua disminuye cuando aumenta la temperatura, reduciendo así la posibilidad de corrosión en la caldera y tuberías.

Fig. 4.1 Concentración de oxígeno-temperatura en el agua.



Fuente: Kentube corporation

Para obtener el incremento de temperatura en el agua de alimentación vía un economizador, establecemos una relación entre los flujos de agua y gases para cualquier carga en la caldera.

$$\dot{Q}_{\text{gases}} = m_g C_p \Delta T_g = \dot{Q}_{\text{agua}} = m_a C_p \Delta T_a$$

De tablas para humos generados por la combustión de gas natural a 180°C el Cp es de 0.332 kcal/ m³ °C y el del agua de 1 kcal/kg °C.

El ΔT_g es de 40°C

El volumen de gases de combustión es:

$$VFH = 0.029(H + C\Theta) + \sum (0.048m + 0.0145n)M + 0.01(N + C\Theta_2) - 0.038\Theta$$

$$\begin{aligned} VFH = & 0.029(10.8) + (76.3)((0.048)(1) + (0.0145)(4)) + (2.3)((0.048)(2) + (0.0145)(4)) + \\ & + (6)((0.048)(2) + (0.0145)(6)) + (0.7)((0.048)(3) + (0.0145)(6)) + \\ & + (0.1)((0.048)(3) + (0.0145)(8)) + (3.2)((0.048)(4) + (0.0145)(4)) + \\ & + (0.01)(0.6) \end{aligned}$$

$$VFH = 0.3132 + 8.0878 + 0.3542 + 1.096 + 0.1617 + 0.026 + 0.8 + 0.006 = 10.8469 \frac{m^3 \text{ humo-humedo}}{m^3 \text{ comb}}$$

El volumen se encuentra referido a 0°C, es necesario corregirlo a las temperaturas de salida en la caldera y cuarto de calderas. De la ecuación de gases ideales, el volumen es proporcional al incremento de temperatura $V_2 = (T_2 / T_1) V_1$ para el ejemplo analizado $(273+180) / (273+30) = 1.49$

$$VFH_{180^{\circ}C} = (10.8469)(1.49) = 16.162$$

El consumo de energía por CC con 100% de eficiencia es :

$$P = 8444.74 \frac{kcal}{hrCC} \qquad \text{el PCI} = 7937.51 \frac{kcal}{m^3_{comb}}$$

$$P_{comb} = \frac{8444.74}{7937.51} = \frac{1.0639 m^3_{comb}}{\eta_{agua - vapor} hrCC}$$

El volumen de gases involucrado para obtener esta relación es:

$$m_g P_{comb} = (1.0639)(10.8469) = 11.54 \frac{m^3_{gases}}{\eta_{agua - vapor} hrCC}$$

La ASME define un flujo másico de agua para un CC de:

$$m_a = 15.65 \frac{kg_{agua}}{hrCC}$$

$$\frac{m_a}{m_g P_{comb}} = \frac{15.65}{11.54} = \frac{1.31561 kg_{agua}}{\eta_{agua - vapor} m^3_{gases}}$$

$$m_g C_{p_g} \Delta T_g = m_a C_{p_a} \Delta T_a$$

$$\Delta T_a^{-1} = \frac{m_a C_{p_a}}{m_g C_{p_g} \Delta T_g} \cdot 1$$

$$\Delta T_a^{-1} = \left(\frac{1.31561 kg_{agua}}{\eta_{agua - vapor} m^3_{gases}} \right) \left(\frac{1 kcal}{kg_{agua} \text{ } ^{\circ}C} \right) \left(\frac{m^3_{gases} \text{ } ^{\circ}C}{0.332 kcal} \right) \left(\frac{1}{40^{\circ}C} \right)$$

Ajustando con fct,

$$\frac{\eta}{\Delta T_a} = \frac{0.1021}{^{\circ}C(1.49)}$$

$$\Delta T_a = 14.59 \eta_{agua - vapor} \text{ } ^{\circ}C$$

Máximo incremento de temperatura que se puede obtener para cualquier carga con 40°C disponibles en los gases producidos por la combustión del gas natural.

Para una caldera que opera con 82% de eficiencia, el incremento de temperaturas es de 11.96°C, un incremento de 12°C en la temperatura del agua requiere:

$$\eta_{\text{agua - vapor}} \dot{Q} = (15.65 \frac{\text{kg}}{\text{hrCC}}) (\frac{1\text{kcal}}{\text{kg}^\circ\text{C}}) (12^\circ\text{C}) = 187.8 \frac{\text{kcal}}{\text{hrCC}}$$

$$\text{con } \eta_{\text{agua - vapor}} = 82\% \quad \dot{Q} = 229.02 \frac{\text{kcal}}{\text{hrCC}}$$

El consumo de calor para una unidad de 200 CC operando 18 h/d durante 332 d/año es de :

$$\dot{Q} = 273729951.2 \frac{\text{kcal}}{\text{año}} \quad \text{usando PCI} = 7937.51 \frac{\text{kcal}}{\text{m}^3_{\text{comb}}}$$

$$\text{FC} = \frac{273729951.2}{7937.51} = 34485.6 \frac{\text{m}^3_{\text{comb}}}{\text{año}}$$

Flujo de combustible ahorrado por año, a razón de 0.85 \$/m³.

$$A = 29312.77 \frac{\$}{\text{año}}$$

Esto con un cálculo conservador, ya que el gas no contiene azufre por lo que la ΔT_g podría ser de 60°C y el $\Delta T_{a \text{ máx}} = 21.89^\circ\text{C}$ y el ahorro anual sería de:

$$A = 35966.99 \frac{\$}{\text{año}}$$

Este mismo análisis se realiza para el diesel, y los resultados serán más redituables que para el gas natural ya que el diesel requiere mayor volumen de aire y es mas caro.

$$\text{VFH} = 0.089\text{C} + 0.332\text{H} + 0.008\text{N} + 0.033\text{S} + 0.012\text{E} - 0.026\text{O}$$

$$\text{VFH} = (0.089)(84.6) + (0.332)(12.4) + (0.008)(1) + (0.033)(0.05) + (0.012)(1.5)$$

$$\text{VFH} = 11.6887 \frac{\text{m}^3_{\text{humos-humedo}}}{\text{kg}_{\text{comb}}}$$

$$PCI = 10178.10 \frac{kcal}{kg} \quad \Delta T_g = 40^\circ C \quad \dot{m}_g = 11.6887 \frac{m^3}{kg_{comb}}$$

$$Cp_g = 0.334 \frac{kcal}{m^3 \cdot ^\circ C}$$

$$\frac{8444.74}{10178.10} = 0.829697 \frac{kg_{comb}}{\eta_{agua-vapor} hrCC}$$

$$\dot{m}_g P_{comb} = 9.698 \frac{m^3}{\eta_{agua-vapor} hrCC}$$

$$\frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_g P_{comb}} = 1.6137 \frac{kg_{agua}}{\eta_{agua-vapor} m^3_{gases}}$$

$$\frac{\eta}{\Delta T_a} = \frac{1.6137}{(40)(0.334)} = \frac{0.12078}{^\circ C(1.49)}$$

$$\Delta T_a = 12.336 \eta_{agua-vapor} \text{ } ^\circ C$$

Máximo incremento de temperatura.

$$\text{Con } \eta_{agua-vapor} = 82 \% \text{ y } \Delta T_a = 10.11 \text{ } ^\circ C$$

$$\eta_{agua-vapor} \dot{Q} = 158.31 \frac{kcal}{hrCC}$$

$$\dot{Q} = 193.06 \frac{kcal}{hrCC}$$

esto para 200 CC, 18 h/d y 332 d/año

$$\dot{Q} = 230752369.6 \frac{kcal}{año}$$

$$FC = 22671.45 \frac{kg}{año} \text{ con } \rho = 0.84 \frac{kg}{lt}$$

$$FC = 25984.47 \frac{lt}{año}$$

Si el precio del diesel es de 2.07 \$/l, entonces:

$$A = 53008.33 \frac{\$}{\text{año}} \quad \text{que es el ahorro alcanzado}$$

4.6 PURGA AUTOMÁTICA

Recordando que no purgar adecuadamente una caldera ocasionará, altos costos de mantenimiento vía tratamientos químicos o mecánicos para desincrustación, o en el peor de los casos cambio de tubos, espejos, tubo cañón en las piro tubulares o tubos en acuatubulares debido a picaduras o incrustación irremovible. Por el otro lado, costos de operación elevados dados por la extracción excesiva de agua durante la purga sin control.

La concentración permisible de materia mineral disuelta en el agua dentro de la caldera está en función del tiempo de operación, dado que a medida que transcurre el tiempo de operación se va incrementando su concentración. A medida que el agua se evapora, la materia mineral se precipita y acumula, por esta razón debe purgarse en forma continua o periódica.

Los fabricantes de calderas recomiendan para el agua de alimentación y dentro, los siguientes valores en función de los sólidos totales disueltos (STD).

Tabla 4.8 Concentraciones de materia mineral recomendables

	Agua de alimentación	Agua en caldera		Presión de operación (kg/cm ²)
		normal	limite	
STD (ppm)	180 - 200	800	2000	21 >
	180- 200	800	1700	21 <

Los fabricantes de equipos de suavización de agua garantizan los valores en el agua de alimentación, para ésto requieren la dureza total del agua a tratar y capacidad de la caldera para determinar el modelo y tamaño del equipo.

Con estos parámetros es posible determinar el nivel de purga óptimo.

$$\text{Flujo de purga} = \frac{\text{dureza en agua}}{\text{dureza permisible} - \text{dureza en agua}}$$

Un ejemplo muy común es el de una caldera operando a 7 kg/cm² y trabajando en el límite permitido.

$$FP = \frac{200}{2000 - 200} = 0.111$$

Esto indica que deberá ser purgada el 11.1 % del total de agua manejada para mantener el nivel de STD abajo de 2000 ppm.

A manera de ejemplo¹², si una caldera no fuera purgada nunca durante un año, trabajando 18 h por día con una capacidad de 200 CC, acumularía en su interior 3903,3 kg de CaCO_3 ; claro esto no sucedería, antes de ésto los materiales se requemarian formando fisuras.

De todo esto, es posible hallar la pérdida de energía necesaria debida a las purgas y así poder establecer el potencial de energía recuperable.

Una unidad de 200 CC operando 18 h por día durante 332 días por año, sufrirá la pérdida de calor reflejada en el consumo de combustible y agua de alimentación, cuantitativamente esto es:

$$F_{\text{purga}} = (0.111)(15.65 \frac{\text{kg}}{\text{hrCC}})(200\text{CC}) = 347.43 \frac{\text{kg}}{\text{hr}}$$

$$(347.43 \frac{\text{kg}}{\text{hr}})(18 \frac{\text{hr}}{\text{día}})(332 \frac{\text{día}}{\text{año}}) = 2076241.68 \frac{\text{kg}}{\text{año}}$$

La energía pérdida a través de esta purga, está dada por la diferencia de entalpías entre el agua que entra a proceso y la que sale de la caldera.

$$h_1|_{20^\circ\text{C}}^{\text{IATM}} = 83.96 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad h_2|_{165^\circ\text{C}}^{\frac{7}{\text{cm}^2}} = 697 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$Q = (2076241.68 \frac{\text{kg}}{\text{año}})(697 - 83.96) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 1272819200 \frac{\text{kJ}}{\text{año}}$$

$$Q = 304196548.8 \frac{\text{kcal}}{\text{año}}$$

el calor que tiene esta agua fue transmitido con una eficiencia de 82%, por lo que el calor aportado por el combustible es:

$$Q = 3709714018.00 \frac{\text{kcal}}{\text{año}}$$

equivalente a un flujo de gas natural de :

$$\text{FC} = 46736.49 \frac{\text{m}^3}{\text{año}} \quad \text{a} \quad 0.85 \frac{\text{\$}}{\text{m}^3}$$

$$A = 39726.02 \frac{\text{\$}}{\text{año}}$$

Esto representa el costo óptimo de realizar una purga correcta.

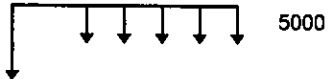
¹² Dureza en terminos de carbonato de calcio en agua sin desmineralizar.

$$200 \text{ppm} \left(\frac{0.001 \text{gr}}{\text{ppm lt}} \right) \left(\frac{18 \text{hr}}{\text{día}} \right) \left(\frac{332 \text{día}}{\text{año}} \right) \left(\frac{15.65 \text{kg}}{\text{hr CC}} \right) (200\text{CC}) \left(\frac{\text{m}^3}{958.4 \text{kg}} \right) \left(\frac{1000 \text{lt}}{\text{m}^3} \right) \left(\frac{\text{kg}}{1000 \text{gr}} \right) = 3903.3 \text{kg CaCO}_3$$

Ahora la alternativa es pagar esto o el cambio de tubos en el mejor de los casos; estimar el costo de suavizar el agua habría que agregárselo para que refleje fielmente el costo de mantener una purga óptima.

El costo¹³ de suavización de agua para una unidad de esta capacidad es de :

Capacidad del equipo de suavización 3130kg/h a 200 ppm
 Costo de suministro e instalación \$ 41600
 Costo de mantenimiento y operación al año \$ 5000.00
 tiempo de vida 15 años , i = 30 %

$$P = 41600 + 5000(P/A, 30, 15) = 41600 + 4913.3 = 46513.00$$


$$A = 46513.00 [A/P, 30, 15] = 14232.98$$

$$\text{costo} = \frac{\$14232.98}{(15.65)(200)(18)(332) \text{kg}} = 0.0007609 \frac{\$}{\text{kg}} \text{ al año}$$

Costo total del agua tratada: 0.0007609 \$/ kg al año

$$(2076241.68 \frac{\text{kg}}{\text{año}}) (0.0007609 \frac{\$}{\text{kg}}) = 1579.81 \frac{\$}{\text{año}}$$

$$\text{costo total} = 39726.02 + 1579.81 = 41305.83 \frac{\$}{\text{año}}$$

Existen dos formas comerciales para recuperar parte de esta agua y energía: vía una expansión y, un intercambiador agua - agua . Primero analizaremos la expansión o revaporación.

4.7 REVAPORIZACIÓN

La expansión de purgas es realizada en forma autónoma dado que el agua saturada a presión de operación dentro de la caldera es llevada en forma súbita hasta la presión atmosférica, el agua saturada a esta presión solo puede contener 417.46 kJ/kg (1 ATM , 100°C) la entalpía excedente que contiene el agua a la presión de trabajo hará hervir el agua, generando vapor saturado a 1 ATM y 100°C dependiendo de la altitud del lugar; Este vapor puede ser utilizado para precalentamiento de agua en un intercambiador de contacto directo o para inyección en un deareador de baja presión.

La fracción de masa que se evaporará está dada por la siguiente relación:

$$F_E = \frac{h_g - h_{g2}}{h_{g1}}$$

Para nuestro ejemplo $h_{g2} = 417.46 \text{ kJ/kg}$, $h_{g1} = 697 \text{ kJ/kg}$ y $h_{fg2} = 2258.0 \text{ kJ/kg}$

$$F_E = \frac{697 - 417.46}{2258} = 0.12379$$

¹³ Equipo Preuus. Proporcionado por el dpto. de serv. cal. de Selmec, referidos a junio de 1996.

Al revaporizar la purga, estaríamos recuperando el 12.38 % de la energía que lleva y otro tanto de agua.

El combustible recuperado sería:

$$FC = (46736.49 \frac{m^3}{año})(0.12379) = 5785.96 \frac{m^3}{año}$$

$$A = 4918.07 \frac{\$}{año}$$

El agua recuperada sería:

$$(2076241.68 \frac{kg}{año})(0.12379) = 257017.96 \frac{kg}{año}$$

ésto es :

$$246374.58 \frac{lt}{año} \quad \text{ó} \quad 742.09 \frac{lt}{día}$$

$$A = 195.56 \frac{\$}{año}$$

Recuperación total:

$$A_T = 5113.63 \frac{\$}{año}$$

De entrada el costo por operación y mantenimiento del equipo de suavización estaría pagándose.

4.8 PRECALENTAMIENTO

Después de revaporizar nos queda un flujo de agua a 1ATM y 100°C para usarla en un intercambiador de calor agua- agua para precalentar el agua de alimentación, el flujo de agua para nuestro ejemplo es de :

$$F_{agua} = (2076241.68 \frac{kg}{año})(1 - 0.12379) = 1819223.72 \frac{kg}{año} \quad \text{a } 100^\circ\text{C}$$

Usando una temperatura estándar de acercamiento para un intercambiador de calor agua - agua de 15°C, tenemos un potencial de recuperación de calor de:

$$Q = (1819223.72 \frac{kg}{año})(\frac{1kcal}{kg^\circ C})(100 - 35)^\circ\text{C}$$

$$Q = 118249541.8 \frac{kcal}{año} \quad \text{usando un PCI de } 7937.51 \frac{kcal}{m^3}$$

$$FC = 14897.56 \frac{m^3}{año} \quad \text{de gas natural recuperado.}$$

$$A = 12662.93 \frac{\$}{\text{año}}$$

sumado a la recuperación por la revaporización obtenemos:

$$A = 17776.56 \frac{\$}{\text{año}}$$

Flujo de efectivo para justificar la inversión del equipo, que de otra forma se iría al drenaje o en cambio de tubos.

Por último tenemos un flujo de agua a 35°C (tibia) de 1819223.72 kg/año, $\rho_{35} = 0.0010102 \text{ kg/m}^3$ (5535.48 l/d) con un contenido de STD de :

(200 ppm)(18 h) = 3600 ppm, entonces:

3600 ppm - 2000 ppm = 1600 ppm

Tomando en cuenta que la dureza del agua de pozo es de 1360 ppm, resultaría más costoso tratar de suavizar el agua de la purga; el agua de la toma municipal tiene una dureza inferior a la de pozo, por lo que lo más económico es usar agua de repuesto proveniente de la toma municipal o de pozo.

Lo que se puede hacer con los 5535.48 l/d, es usarlos para riego, inyectarlos al subsuelo, usarlos para limpieza, sanitarios o al drenaje como último recurso.

Un ahorro adicional inherente al purgado óptimo de una caldera está referido a los costos de tratamiento químicos para control de la alcalinidad, PH, oxígeno y desincrustación; pero más bien tienen que ver con el costo de mantenimiento y operación de la caldera y no con la propia purga; la purga se realiza independientemente de si se realizan o no los tratamientos químicos.

4.7 CAMBIO DE AISLAMIENTOS

Los aislamientos en las calderas juegan un papel discreto desde la perspectiva de pérdidas de calor y relevante desde el punto de vista de elementos de trabajo dentro del funcionamiento de las máquinas; como lo es el formar las mamparas y la protección de las partes metálicas del calor; de hecho sólo se cambian cuando una de estas dos funciones ya no puede realizarse.

Poca importancia tiene un incremento de temperatura en las superficies aislantes (10°C a 15°C), ésto no será motivo de su sustitución, ni preocupación por tratar de disminuir al mínimo la temperatura en las superficies, debido a que su efecto no es percibido en forma directa sobre la operación de la máquina, resaltaría si se llevarán estadísticas de consumo de combustible y generación de vapor.

Para establecer el potencial de ahorro de calor en el aislamiento más sencillo de modificar, se realiza primeramente la evaluación de las pérdidas a través del envolvente y en general de toda la caldera bajo condiciones estándar de temperatura de operación y dimensiones de calderas.

La determinación de las pérdidas por convección y radiación en la superficies, se apoya en la obtención vía termográfica de las temperaturas medias ponderadas encontradas para aislamientos de uso común en buenas condiciones.

La otra parte determinante en la evaluación es la referida a la obtención del coeficiente convectivo predominante en un cuarto de calderas típico, muros y techo.

La tabla 4.9 indica las temperaturas medias ponderadas halladas para las principales partes del cuerpo de las calderas tipo tubos de humo.

Tabla 4.9 Temperaturas normales en calderas de tubos de humo

Envolvente	T.P.	ATP	T.F.	[°C media ponderada]
43,60	69,13	73	38,35	superior
60,21	73,22	78,84	36,16	inferior

T.P. tapa posterior

ATP. anchura de la tapa posterior

TF. tapa frontal

Tabla 4.10 Dimensiones estándar de calderas tubos de humo [m]

CC	ϕ cuerpo	l cuerpo	A tapa posterior
10	0,91	1,40	0,30
20	0,91	1,40	0,30
40	0,91	2,55	0,30
60	1,22	2,15	0,37
100	1,22	3,65	0,37
125	1,63	2,95	0,40
150	1,63	3,55	0,40
200	1,63	4,35	0,40
250	1,98	3,35	0,43
300	1,98	4,05	0,43
350	1,98	4,80	0,43
400	2,44	3,46	0,50
500	2,44	4,32	0,50
600	2,44	5,25	0,50
700	2,44	6,10	0,50
800	2,44	6,10	0,50

En las tablas sobre pérdidas por convección presentadas en el anexo se observa que la contribución a las pérdidas por convección es mínima. En seguida de las pérdidas por convección se presentan las pérdidas por radiación y convección en función de las temperaturas normales, y las registradas cuando los aislamientos se encuentran dañados.

Tomaremos como referencia para el análisis de la conveniencia del cambio de aislamientos los valores de pérdidas¹⁴ del PCI debidas a convección y radiación, para determinar el mínimo incremento de temperatura en las superficies de las calderas, para el cual sea recomendable la sustitución de aislamientos y refractarios.

Unidad de 200 CC	Buenas condiciones	Malas condiciones
Pérdidas en envolvente:	1.89	4.66
Pérdidas en tapa posterior:	0.95	1.77
Pérdidas en tapa frontal:	0.31	0.31
Total:	3.10 %	6.69 %

3.10 % de pérdida del PCI para 200 CC equivale a :

¹⁴ Del anexo sobre pérdidas por convección y radiación con aislamientos en buenas y malas condiciones p. 144.

$$200\text{CC} \left(\frac{8444.74 \text{kcal m}^3}{7937.51 \text{ hr kcal CC}} \right) = 212.78 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}\eta} \quad \text{para } 100 \% \eta$$

$$\text{a } 80 \% = 265.97 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}}$$

$$\text{con } 3.10 \% , \quad 18 \frac{\text{hr}}{\text{día}} , \quad 332 \frac{\text{día}}{\text{año}} , \quad 0.85 \frac{\$}{\text{m}^3}$$

$$A = (265.97)(0.031)(18)(332)(0.85) = 41882.56 \frac{\$}{\text{año}} \quad \text{pérdida normal por año (valor de fabrica)}$$

Para 6.69 % a 76.41 %

$$A = (278.47)(0.0669)(18)(332)(0.85) = 94631.61 \frac{\$}{\text{año}} \quad \begin{array}{l} \text{pérdida a normal por año} \\ \text{(aislamientos dañados)} \end{array}$$

Aumento en la pérdida del PCI por año:

$$94631.61 - 41882.56 = 52749.05 \frac{\$}{\text{año}}$$

El costo¹⁵ de sustituir los aislamientos y refractarios para una unidad de esta capacidad es de : \$36300.00

El incremento en pérdida del PCI que nos hará recuperar la inversión de cambio de aislamiento es¹⁶:

$$\%PS = \frac{41882,56 + 36300}{(270^*)(18)(332)(0,85)} = 0,0570 = 5,70\%$$

Cuando las pérdidas sean del orden del 5.7 % , el ahorro en PCI pagará el gasto de cambiar las aislamientos.

Por simulación en la hoja de cálculo, el 5.7 % se tendrá para las siguientes temperaturas en las superficies de la caldera:

¹⁵ Dpto. de servicio calderas, Selmec.

• ¹⁶ Tomamos 270 como flujo de combustible ya que se espera mejorar la eficiencia, y este valor se debe ubicar entre 265.97 y 278.44

**Tabla 4.11 DETERMINACIÓN DE LAS TEMPERATURAS QUE JUSTIFICAN
LA SUSTITUCIÓN DE LOS AISLAMIENTOS**

	Aislamientos dañados								
	TUBOS DE HUMO								
	20	40	60	100	125	150	200	10	
Capacidad del equipo CC:	20	40	60	100	125	150	200	10	
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	23	23	23	°C
Temperatura cuerpo	62.24	62.24	62.24	62.24	62.24	62.24	62.24	62.24	°C
Temperatura tapa frontal	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	°C
Temperatura lado superior T.P.	86.64	86.64	86.64	86.64	86.64	86.64	86.64	86.64	°C
Temperatura lado inferior T.P.	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	°C
Temperatura anchura T.P.	102.81	102.81	102.81	102.81	102.81	102.81	102.81	102.81	°C
Pérdida en el envolvente	16863.16	30715.04	34719.05	58941.64	63647.18	76592.37	93852.62	16863.16	W
	1.70	3.11	3.51	5.96	6.43	7.74	9.49	1.70	CC
	7.10%	6.47%	4.87%	4.97%	4.29%	4.30%	3.95%	14.21%	
Calor perdido en lado inferior T.P.	2254	2254	4309	4309	8042	8042	8042	2254	W
Calor perdido en lado superior T.P.	1984	1984	3793	3793	7078	7078	7078	1984	W
Calor perdido en anchura T.P.	7966	7966	13586	13586	20064	20064	20064	7966	W
Pérdida en la tapa posterior	12204	12204	21688	21688	35184	35184	35184	12204	W
	1.23	1.23	2.19	2.19	3.56	3.56	3.56	1.23	CC
	5.14%	2.57%	3.05%	1.83%	2.37%	1.98%	1.48%	10.28%	
Calor perdido frente T.F.	842	842	1610	1610	3004	3004	3004	842	W
Calor perdido en anchura T.F.	1248	1248	2127	2127	3142	3142	3142	1248	W
Pérdida en la tapa frontal	2090	2090	3737	3737	6146	6146	6146	2090	W
	0.21	0.21	0.38	0.38	0.62	0.62	0.62	0.21	CC
	0.88%	0.53%	0.63%	0.38%	0.50%	0.41%	0.31%	2.11%	
Pérdida total	31156.99	45008.87	60144.30	84366.89	104977.20	117922.39	135182.64	31156.99	W
	3.15	4.55	6.08	8.53	10.61	11.92	13.67	3.15	CC
	13.12%	9.48%	8.44%	7.11%	7.07%	6.62%	5.69%	26.25%	

V. IMPLEMENTACIÓN

El estudio de los beneficios obtenidos en la operación y funcionamiento de las calderas indica la viabilidad de la implementación de las medidas y equipos que mejoran la eficiencia de operación en ellas, así como el potencial de reducción en la emisión de contaminantes vía la disminución del consumo de combustible y la instalación de equipos y sistemas que reducen la formación de contaminantes.

La evaluación del beneficio ambiental al implementar las medidas y equipos analizados en el capítulo anterior proporcionara el potencial de reducción en las emisiones de contaminantes. Con la evaluación financiera de los proyectos de reconversión se presenta el soporte y criterios para tomar la decisión de su implementación.

5.1 MITIGACIÓN DIRECTA

La Mitigación directa se define como la reducción de emisiones contaminantes debida a la implementación de equipos y sistemas que reducen en forma directa la formación o emisión de contaminantes a la atmósfera, mejorando o afectando el rendimiento de las calderas.

Bajo este concepto sólo pueden ser mitigadas las emisiones de óxidos de nitrógeno y azufre, el monóxido de carbono; vía la recirculación de gases, calidad del combustible, filtros, los quemadores estequiométricos y los sistemas de carburación automática.

Al implementar en las calderas industriales los equipos comerciales existentes, se obtendrán las reducciones garantizadas por los fabricantes de dichos equipos y proveedores de combustibles vía una norma de calidad.

5.1.1 MITIGACIÓN ÓXIDOS DE NITRÓGENO

Los fabricantes garantizan la reducción de estos compuestos vía la recirculación de gases, aunque este sistema afecta la capacidad instalada de la máquina. Así para los combustibles mexicanos se garantizan los siguientes valores de emisión y pérdida de la capacidad en las calderas de entre 8 y 12%.

Los siguientes cuadros indican el potencial de reducción y los valores de emisión de NO_x .

Tabla 5.1 Reducción en la formación de NO_x

Combustible	Emisión ppm	Reducción	Recirculación
Gas natural	116 a 46	60.40%	20 %
Gas L.P.	110 a 44	60.00%	20 %
Diesel	129 a 90	30.24%	15 %
Gasóleo	150 a 107	28.66%	15 %
Combustóleo	232 a 174	25.00%	15 %

Tabla 5.2 Emisión de NO_x en ppm y índice

Mitigación NO_x	
ppm	kg/MJ
46	2.9089×10^{-5}
44	2.3607×10^{-5}
90	4.9906×10^{-5}
107	6.0069×10^{-5}
174	9.8811×10^{-5}

Las siguientes tablas indican los valores de emisiones para una unidad de 200 CC en operación típica. Indicando los valores en kilogramos anuales emitidos al incorporar el sistema de recirculación de gases.

La tabla 5.3 indica los valores de emisión en una caldera de 200 CC, éstos representan la reducción debida exclusivamente a la recirculación. El valor se lee con la eficiencia a la cual está operando la caldera y el tipo de combustible.

Tabla 5.3 Emisión de N_x con recirculación de gases

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año		CON RECIRCULACIÓN DE GASES				
EMISIÓN DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO Kg N _x / año						
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL	
PCI REAL [MJ/Kg]	42.6	42.6	40.5	49.2	40	
Exceso aire	20%	22%	25%	15%	15%	
Kg N _x / MJ (ppm)	4.98955E-05 90	5.94933E-05 107	9.88035E-05 174	2.36068E-05 44	2.90895E-05 46	
Efic.						
78%	2722.3	3245.9	5390.6	1288.0	1587.1	
80%	2654.2	3164.8	5255.9	1255.8	1547.4	
82%	2589.5	3087.6	5127.7	1225.1	1509.7	
84%	2527.8	3014.0	5005.6	1196.0	1473.7	
86%	2469.0	2944.0	4889.2	1168.2	1439.5	
88%	2412.9	2877.0	4778.1	1141.6	1406.7	
90%	2359.3	2813.1	4671.9	1116.2	1375.5	

Utilizando el exceso de aire obtenido en las calderas carburadas y la eficiencia agua-vapor de las calderas se determina los valores de emisión de N_x para una caldera operando con un sistema de recirculación de gases. En la tabla se puede ver la diferencia de emisión debido a la reducción en el consumo de combustible al ir mejorando la eficiencia. Recordemos que el valor de formación sin recirculación de gases para el gas natural es de 116 ppm, al instalar el recirculador el valor de formación pasa a 46 ppm y adicionalmente la emisión baja al incrementar la eficiencia total de la caldera. La eficiencia total de la caldera se puede incrementar al instalar los equipos recuperadores de calor y sistemas de operación mas precisos, como los analizados en el capítulo anterior.

La reducción debida a la recirculación se complementada con la debida al cambio de combustible. En las tablas 5.4 y 5.5 se observan los valores máximos en la reducción de emisión de N_x que puede lograrse en una caldera al implementar: 1) equipo para mejorar la eficiencia, 3) sustituir el uso de combustibles líquidos por gas. A los valores de reducción en la tabla se debe adicionar para el gas natural el equivalente a las 80 ppm que se eliminaron con el recirculador de gases (de 116 a 46 ppm).

Tabla 5.4 Emisión de N_x utilizando recirculación de gases, cambiando a gas L.P. y mejorando la eficiencia.

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año		MITIGACIÓN DIRECTA				Kg N _x / año
		CAMBIO DE COMBUSTIBLE (GAS L.P.)				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL	
De 78% a 80%	1434.3	1957.9	4102.7	0.0	299.1	
De 80% a 82%	1398.4	1909.0	4000.1	0.0	291.7	
De 82% a 84%	1364.3	1862.4	3902.5	0.0	284.5	
De 84% a 86%	1331.8	1818.1	3809.6	0.0	277.8	
De 86% a 88%	1300.9	1775.8	3721.0	0.0	271.3	
De 88% a 90%	1271.3	1735.4	3636.5	0.0	265.1	
		MÁXIMA MITIGACIÓN AL CAMBIAR A GAS L.P..				
	1606.0	2129.7	4274.4	171.7	470.9	

Tabla 5.5 Emisión de N_x utilizando recirculación de gases, cambiando a gas natural y mejorando la eficiencia.

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año		MITIGACIÓN DIRECTA				Kg N _x / año
		CAMBIO DE COMBUSTIBLE (GAS NATURAL)				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL	
De 78% a 80%	1135.2	1658.8	3803.5	-299.1	0.0	
De 80% a 82%	1106.8	1617.3	3708.4	-291.7	0.0	
De 82% a 84%	1079.8	1577.9	3618.0	-284.5	0.0	
De 84% a 86%	1054.1	1540.3	3531.9	-277.8	0.0	
De 86% a 88%	1029.6	1504.5	3449.7	-271.3	0.0	
De 88% a 90%	1006.2	1470.3	3371.3	-265.1	0.0	
		MÁXIMA MITIGACIÓN AL CAMBIAR A GAS NATURAL.				
	1346.8	1870.4	4015.1	-87.5	211.6	

5.1.2 MITIGACIÓN DE ÓXIDOS DE AZUFRE

La mitigación de los óxidos de azufre es casi enteramente responsabilidad del productor del combustible, PEMEX debe garantizar en los combustibles los estándares mundiales de contenido de azufre, en los E.U.A. el valor máximo es de 0.5 % para el combustóleo. El industrial vía filtros deberá garantizar una disminución de 0.3 % y así reducir la emisión a la equivalente a 0.2 % para todos los combustibles líquidos como mínimo. La reducción garantizada de esta forma sería de A% respecto al nivel actual de contenido de azufre en los combustibles usados en la industria.

Tabla 5.6 Reducción óptima en el contenido de azufre

Combustible	% de azufre	% de azufre con la reducción	Reducción A %
Gas natural	0.08	0.08	0
Gas L.P.	0.001	0.001	0
Diesel	0.5	0.3	40
Gasóleo	0.986	0.4	60
Combustóleo	2.93	0.5	83

El índice de emisión de S_x para el combustible es :

Tabla 5.7 Índice de emisión S_x con la disminución del contenido de azufre

Combustible	% de azufre	Emisión S _x kg/MJ	S _x ppm
Gas natural	0.08	3.99×10^{-5}	63
Gas L.P.	0.001	4.05×10^{-7}	1
Diesel	0.3	1.40748×10^{-4}	169
Gasóleo	0.4	1.89550×10^{-4}	333
Combustóleo	0.5	2.4685×10^{-4}	433

De esta forma se dejarían de emitir:

Tabla 5.8 Disminución de S_x al mejorar los combustibles

Combustible	ppm S _x
Gas natural	63 - 63 = 0
Gas L.P.	1 - 1 = 0
Diesel	282 - 169 = 113
Gasóleo	832 - 333 = 499
Combustóleo	2547 - 433 = 2114

La norma mexicana del 2 de diciembre de 1994 permite para todas las capacidades:

ZMCM	ZC	RP	
550	1100	2200	ppm de S _x

La reducción en la emisión de S_x que se lograría al cumplir con la calidad de combustible y la instalación de filtros para una caldera de 200 CC en operación típica se expresa en la tabla 5.9. En las tablas 5.10 y 5.11 se complementa la reducción con el cambio en el uso de combustibles.

Tabla 5.9 Emisión de óxidos de azufre

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año						
	EMISIÓN DE ÓXIDOS DE AZUFRE					Kg S _x / año
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL	
PCI REAL [MJ/Kg]	42.6	42.6	40.5	49.2	40	
Kg S _x / MJ (ppm)	6.26466E-05 113	0.000185152 333	0.000245873 433	5.36519E-07 1	3.984E-05 63	
Efic.						
78%	3417.9	10101.7	13414.6	29.3	2173.6	
80%	3332.5	9849.2	13079.2	28.5	2119.3	
82%	3251.2	9609.0	12760.2	27.8	2067.6	
84%	3173.8	9380.2	12456.4	27.2	2018.4	
86%	3100.0	9162.0	12166.7	26.5	1971.4	
88%	3029.5	8953.8	11890.2	25.9	1926.6	
90%	2962.2	8754.8	11626.0	25.4	1883.8	

En la tabla se sustituye el índice de emisión que resulta después considerar el potencial de reducción del contenido de azufre en los combustibles, vía la calidad y uso de filtros. En la tabla se obtienen la cantidad de óxidos de azufre que se estaría emitiendo una unidad de 200 CC a diferentes valores de eficiencia agua-vapor en operación típica.

^o Obtención de la emisión total de S_x en ppm a partir del % de S.

$$x = \frac{(2114)(100)}{83} = 2547 \text{ ppm total}$$

2114—83

$$x = \frac{(0,5)(100)}{2,93} = 17 \quad A\% = 100 - 17 = 83$$

2,93—100
0,5———x

Tabla 5.10 Mitigación directa con el cambio a gas L.P.

	MITIGACIÓN DIRECTA					Kg Sox / año
	CAMBIO DE COMBUSTIBLE (GAS L.P.)					
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL	
200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año						
De 78% a 80%	3388.7	10072.5	13385.3	0.0	2144.4	
De 80% a 82%	3304.0	9820.6	13050.7	0.0	2090.8	
De 82% a 84%	3223.4	9581.1	12732.4	0.0	2039.8	
De 84% a 86%	3146.6	9353.0	12429.2	0.0	1991.2	
De 86% a 88%	3073.4	9135.5	12140.2	0.0	1944.9	
De 88% a 90%	3003.6	8927.9	11864.3	0.0	1900.7	
	MÁXIMA MITIGACIÓN AL CAMBIAR A GAS L.P..					
	3392.6	10076.4	13389.2	3.9	2148.3	

Tabla 5.11 Mitigación directa con el cambio a gas natural

	MITIGACIÓN INDIRECTA					Kg Sox / año
	CAMBIO DE COMBUSTIBLE (GAS NATURAL)					
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL	
200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año						
De 78% a 80%	1244.3	7928.1	11241.0	-2144.4	0.0	
De 80% a 82%	1213.2	7729.9	10960.0	-2090.8	0.0	
De 82% a 84%	1183.6	7541.4	10692.6	-2039.8	0.0	
De 84% a 86%	1155.4	7361.8	10438.1	-1991.2	0.0	
De 86% a 88%	1128.6	7190.6	10195.3	-1944.9	0.0	
De 88% a 90%	1102.9	7027.2	9963.6	-1900.7	0.0	
	MÁXIMA MITIGACIÓN AL CAMBIAR A GAS NATURAL.					
	1534.1	8217.9	11530.8	-1854.5	289.8	

Aunque el cambio de combustible en una caldera se realiza siguiendo el interés de reducir costos de operación. Reducir la factura por combustible trae como consecuencia la reducción de los óxidos de azufre, ya que los combustibles gaseosos contienen para el caso gas natural-diesel desulfurado un 55 % menos de azufre. El efecto del cambio de combustibles se refleja en las tablas 5.10 y 5.11, donde se presentan las

reducciones que se lograrían si cada combustible se sustituyera por el gas L.P. caso de la tabla 5.10 complementada con la mejora en la eficiencia de operación ; para el caso del gas natural en la tabla 5.11. En ambos casos la columna correspondiente a su mismo tipo resulta en ceros ya que la mejora es la misma y se anulan sus efectos. En la tabla 5.11 la columna de para el gas L.P. resulta en números negativos, esto significa que al cambiar el gas L.P. por gas natural el resultado es contrario al que se requiere en materia de reducción, ya que el gas natural contiene mayor azufre y menor PCI, implicando mayor consumo y mayor emisión. Económicamente el cambio es bueno ya que el precio del gas natural multiplicado por su consumo resulta más barato que el del gas L.P..

MITIGACIÓN DE MONÓXIDO DE CARBONO

La tabla 5.12 indica los valores de emisión que se obtendrían utilizando un quemador de alta tecnología. El índice de emisión utilizado es el obtenido en la sección 3.6 para el mejor valor de carburación práctico.

Tabla 5.12 Emisión de monóxido de carbono con quemador estequiométrico

	200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año				
	QUEMADOR ESTEQUIOMÉTRICO				
	EMISIÓN DE MONÓXIDO DE CARBONO				Kg C Θ / año
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL [MJ/Kg]	42.6	42.6	40.5	49.2	40
Kg C Θ / MJ	2.766E-05	2.782E-05	3.748E-05	7.2888E-07	8.05872E-07
Efic.					
78%	1508.9	1517.6	2044.9	39.8	44.0
80%	1471.2	1479.7	1993.8	38.8	42.9
82%	1435.3	1443.6	1945.1	37.8	41.8
84%	1401.1	1409.2	1898.8	36.9	40.8
86%	1368.5	1376.4	1854.7	36.1	39.9
88%	1337.4	1345.2	1812.5	35.2	39.0
90%	1307.7	1315.3	1772.2	34.5	38.1

La tabla 5.13 presenta los valores de emisión para el quemador de alta tecnología complementado con el cambio de combustible y la mejora en la eficiencia. En la última fila de la tabla se presenta el máximo potencial de reducción. La columna para el gas natural resulta negativa debido a que la combustión del gas L.P. presenta una emisión mas alta de C Θ que la del gas natural. En la práctica la combustión del gas natural es más eficiente que la del gas L.P. , el efecto es contrario para el gas natural (se aumenta la emisión de C Θ) en el cambio a gas L.P.

Tabla 5.13 Mitigación directa con cambio de combustible gas L.P. quemador estequiométrico

200 CABALLAJE		QUEMADOR ESTEQUIOMÉTRICO				
18 Hr/día						
332 día/año						
		MITIGACIÓN DIRECTA			Kg CO ₂ / año	
		CAMBIO DE COMBUSTIBLE (GAS L.P.)				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL	
De 78% a 80%	1469.1	1477.8	2005.1	0.0	4.2	
De 80% a 82%	1432.4	1440.9	1955.0	0.0	4.1	
De 82% a 84%	1397.5	1405.8	1907.3	0.0	4.0	
De 84% a 86%	1364.2	1372.3	1861.9	0.0	3.9	
De 86% a 88%	1332.5	1340.4	1818.6	0.0	3.8	
De 88% a 90%	1302.2	1309.9	1777.3	0.0	3.7	
		MÁXIMA MITIGACIÓN AL CAMBIAR A GAS L.P..				
	1474.4	1483.2	2010.4	5.3	9.5	

Tabla 5.14 Mitigación directa con cambio de combustible gas natural quemador estequiométrico

200 CABALLAJE		QUEMADOR ESTEQUIOMÉTRICO				
18 Hr/día						
332 día/año						
		MITIGACIÓN DIRECTA			Kg CO ₂ / año	
		CAMBIO DE COMBUSTIBLE (GAS NATURAL)				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL	
De 78% a 80%	1464.9	1473.6	2000.9	-4.2	0.0	
De 80% a 82%	1428.3	1436.8	1950.9	-4.1	0.0	
De 82% a 84%	1393.5	1401.8	1903.3	-4.0	0.0	
De 84% a 86%	1360.3	1368.4	1858.0	-3.9	0.0	
De 86% a 88%	1328.7	1336.6	1814.8	-3.8	0.0	
De 88% a 90%	1298.5	1306.2	1773.5	-3.7	0.0	
		MÁXIMA MITIGACIÓN AL CAMBIAR A GAS NATURAL.				
	1470.8	1479.5	2006.8	1.7	5.9	

MITIGACIÓN DE BIÓXIDO DE CARBONO

La reducción en la emisión de CO_2 es exclusivamente mediante el uso eficiente de la energía. El cambio de combustibles presenta la máxima reducción para el caso del gas natural debido al menor contenido de carbón, lo que se traduce en menor valor de el índice de emisión.

En la sección 3.8 de índices de emisión se obtuvo el valor de 0.06715 kg CO_2 /MJ para el gas natural, 0.06074 para el L.P., 0.7278 para el diesel, 0.07320 para el gasóleo y 0.07496 para el combustóleo. El uso del gas natural generara menos emisión de bióxido de carbono que cualquier otro combustible líquido común de uso industrial.

La tabla 5.15 muestra la emisión de CO_2 para una caldera operando con distintas eficiencias, en ella se observa que el uso de gas L.P. produce la menor formación, seguido por el gas natural, el combustible que mas genera CO_2 es el combustóleo, existiendo una diferencia entre la emisión del combustóleo y el gas L.P. de 737985 kg CO_2 / año (738 toneladas) operando con 82% de eficiencia.

Tabla 5.15 Emisión de bióxido de carbono

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año					
	EMISIÓN DE BIÓXIDO DE CARBONO				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
	Kg CO_2 / año				
PCI REAL [MJ/Kg]	42.6	42.6	40.5	49.2	40
Kg CO_2 / MJ	0.07278	0.0732	0.07496	0.06074	0.067156
Efic.					
78%	3970811.5	3993726.3	4089750.3	3313919.9	3663971.1
80%	3871541.2	3893883.1	3987506.6	3231071.9	3572371.8
82%	3777113.4	3798910.4	3890250.3	3152265.3	3485240.8
84%	3687182.1	3708460.1	3797625.3	3077211.3	3402258.9
86%	3601433.7	3622216.9	3709308.4	3005648.3	3323136.6
88%	3519582.9	3539893.8	3625006.0	2937338.1	3247610.7
90%	3441370.0	3461229.5	3544450.3	2872063.9	3175441.6

La tabla 5.16 y 5.17 indican el valor de emisión del CO_2 que se tendría al realizar el cambio de combustibles y mejorar la eficiencia, la tabla 5.16 muestra que la emisión se disminuye al sustituir los combustibles por el gas L.P. En la tabla 5.17 el efecto respecto a los combustibles líquidos también se logra la reducción en la emisión, sólo que para el caso del gas L.P. el efecto es contrario, al sustituirlo se aumentaría su emisión en 138.4 toneladas por año y un aumentando la eficiencia de 78% a 90%.

Tabla 5.16 Mitigación directa con el cambio de combustible a gas L.P.

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año					
MITIGACIÓN DIRECTA					Kg CO ₂ / año
CAMBIO DE COMBUSTIBLE (GAS L.P.)					
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
De 78% a 80%	656891.6	679806.4	775830.4	0.0	350051.2
De 80% a 82%	640469.3	662811.3	756434.7	0.0	341299.9
De 82% a 84%	624848.1	646645.1	737985.1	0.0	332975.5
De 84% a 86%	609970.8	631248.8	720414.0	0.0	325047.5
De 86% a 88%	595785.4	616568.6	703660.2	0.0	317488.3
De 88% a 90%	582244.8	602555.7	687667.9	0.0	310272.7
	MÁXIMA MITIGACIÓN AL CAMBIAR A..			GAS L.P.	
	1098747.6	1121662.4	1217686.4	441856.0	791907.2

La tabla 5.17 muestra los valores de reducción para los combustibles líquidos y gaseosos, en el caso del gas natural la reducción es debida exclusivamente a la mejora en la eficiencia, mientras para los demás combustibles es debida a la sustitución del uso del índice de emisión del combustible usado con anterioridad por el del gas natural de menor magnitud y la mejora en la eficiencia.

Tabla 5.17 Mitigación directa con cambio de combustible a gas natural

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año					
MITIGACIÓN DIRECTA					Kg CO ₂ / año
CAMBIO DE COMBUSTIBLE (GAS NATURAL)					
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
De 78% a 80%	306840.4	329755.2	425779.2	-350051.2	0.0
De 80% a 82%	299169.4	321511.3	415134.8	-341299.9	0.0
De 82% a 84%	291872.6	313669.6	405009.5	-332975.5	0.0
De 84% a 86%	284923.2	306201.3	395366.4	-325047.5	0.0
De 86% a 88%	278297.1	299080.3	386171.9	-317488.3	0.0
De 88% a 90%	271972.2	292283.0	377395.2	-310272.7	0.0
	MÁXIMA MITIGACIÓN AL CAMBIAR A GAS NATURAL.				
	795369.9	818284.7	914308.7	138478.3	488529.5

5.2 MITIGACIÓN INDIRECTA

La mitigación debida a la reducción en el consumo de combustible o cualquier acción que mejore la operación de la caldera se define como mitigación indirecta vía mejoras en la eficiencia o ahorros en costos de operación.

El uso de los equipos auxiliares para aprovechar mejor y recuperar energía dentro del proceso de generación del vapor o agua caliente en las calderas nos llevará vía la reducción en el consumo de combustible a reducir la formación y emisión de contaminantes.

El uso eficiente del PCI conlleva tres beneficios intrínsecos:

- Uno de interés directo al bolsillo del industrial, como lo es el reducir costos de operación por medio de la disminución de la factura del combustible.
- Otro de interés social, dado por la disminución en la emisión al medio ambiente al quemar menos combustible.
- Y un tercero con interés para los departamentos de mantenimiento y producción, dado por la simplificación de tramites y acciones para cubrir los requisitos normativos en cuanto a la operación de sus equipos..

MEJORA EN LA EFICIENCIA

Al instalar los equipos auxiliares disponibles en las calderas, la eficiencia de ésta se verá incrementada, esto permitirá llevar la eficiencia convencional de las calderas a un máximo. Sin ningún problema se podrá pasar de la eficiencia de 80 ó 82 % en los mejores casos a eficiencias de 88 y 90 %.

Con la nueva eficiencia adquirida en los equipos, se cuantifica la reducción en consumo de combustible, así en las siguientes tablas se presentan los valores de reducción para una unidad de 200 CC operando en condiciones típicas.

El CO_2 junto con el H_2O y el calor son los únicos productos considerados como naturales de la reacción de combustión. No existe ningún reglamento que restrinja su emisión en el país. Como es sabido el CO_2 es el principal precursor del efecto invernadero y esta catalogado como contaminante sin frontera.

En las naciones industrializadas sí existen restricciones en cuanto a su emisión, pero se puede pagar por un permiso para emitir más CO_2 del que permite el reglamento. Este contaminante es la preocupación de los países del hemisferio norte ya que sus efectos de presentarse serán mas drásticos en ellos.

Se presenta la cuantificación de su reducción, vía la mejora en el uso de los combustibles. En la tabla 5.18 se observa al final el máximo potencial para la disminución en su emisión dado al pasar de una eficiencia en la operación de 78 % a 90 %; a su vez, cada renglón indica la reducción al ir mejorando la eficiencia con respecto a la eficiencia anterior.

Tabla 5.18 Mitigación indirecta vía la mejora en la eficiencia para el CO₂

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año					
MITIGACIÓN INDIRECTA					Kg CO ₂ / año
MEJORA EN LA EFICIENCIA					
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
De 78% a 80%	99270.3	99843.2	102243.8	82848.0	91599.3
De 80% a 82%	94427.8	94972.8	97256.3	78806.6	87131.0
De 82% a 84%	89931.3	90450.2	92625.0	75053.9	82981.9
De 84% a 86%	85748.4	86243.3	88316.9	71563.1	79122.3
De 86% a 88%	81850.8	82323.1	84302.5	68310.2	75525.8
De 88% a 90%	78213.0	78664.3	80555.7	65274.2	72169.1
	MÁXIMA MITIGACIÓN AL PASAR DE 78 % A 90 %				
	529441.5	532496.8	545300.0	441856.0	488529.5

La tabla 5.19 nos presenta los valores de reducción de emisión para los óxidos de nitrógeno, en el mismo formato que el CO₂.

En la tabla 5.20 para los SO_x se observan los mismos resultados que en la tabla anterior, sólo que en este tipo de contaminante a demás interviene el factor de la cantidad de azufre contenida en el combustible y en cada lote de combustible suministrado

Tabla 5.19 Mitigación indirecta vía la mejora en la eficiencia para el NO_x

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año					
MITIGACIÓN INDIRECTA					Kg NO _x / año
MEJORA EN LA EFICIENCIA					
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
De 78% a 80%	68.1	81.1	134.8	32.2	39.7
De 80% a 82%	64.7	77.2	128.2	30.6	37.7
De 82% a 84%	61.7	73.5	122.1	29.2	35.9
De 84% a 86%	58.8	70.1	116.4	27.8	34.3
De 86% a 88%	56.1	66.9	111.1	26.5	32.7
De 88% a 90%	53.6	63.9	106.2	25.4	31.3
	MÁXIMA MITIGACIÓN AL PASAR DE 78 % A 90 %				
	363.0	432.8	718.8	171.7	211.6

Tabla 5.20 Mitigación indirecta vía la mejora en la eficiencia para el SO₂

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año		MITIGACIÓN INDIRECTA				Kg SO _x / año
MEJORA EN LA EFICIENCIA						
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL	
De 78% a 80%	85.4	252.5	335.4	0.7	54.3	
De 80% a 82%	81.3	240.2	319.0	0.7	51.7	
De 82% a 84%	77.4	228.8	303.8	0.7	49.2	
De 84% a 86%	73.8	218.1	289.7	0.6	46.9	
De 86% a 88%	70.5	208.2	276.5	0.6	44.8	
De 88% a 90%	67.3	199.0	264.2	0.6	42.8	
MÁXIMA MITIGACIÓN AL PASAR DE 78 % A 90 %						
	455.7	1346.9	1788.6	3.9	289.8	

Tabla 5.21 Mitigación indirecta vía la mejora en la eficiencia para el CO quemador estequiométrico

200 CABALLAJE 18 Hr/día 332 día/año		QUEMADOR ESTEQUIOMÉTRICO				Kg CO / año
MITIGACIÓN INDIRECTA						
MEJORA EN LA EFICIENCIA						
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL	
De 78% a 80%	37.7	37.9	51.1	1.0	1.1	
De 80% a 82%	35.9	36.1	48.6	0.9	1.0	
De 82% a 84%	34.2	34.4	46.3	0.9	1.0	
De 84% a 86%	32.6	32.8	44.2	0.9	0.9	
De 86% a 88%	31.1	31.3	42.2	0.8	0.9	
De 88% a 90%	29.7	29.9	40.3	0.8	0.9	
MÁXIMA MITIGACIÓN AL PASAR DE 78 % A 90 %						
	201.2	202.3	272.7	5.3	5.9	

VI. ANÁLISIS FINANCIERO

La tasa de descuento es un por ciento clave para la evaluación de la rentabilidad de un proyecto. En este caso se define la tasa de descuento como la tasa de rendimiento mínima atractiva (TREMA) que se desea obtener al invertir, de acuerdo al nivel de riesgo del proyecto.

TREMA puede estimarse como una tasa de interés libre de riesgo más una prima por el nivel de riesgo. La tasa libre de riesgo, es la tasa pasiva que paga la banca a sus ahorradores o simplemente la tasa de CETES.

El análisis se realizará con flujos de efectivo en moneda constante (a precios de 1997) y por lo tanto la tasa de descuento debe ser real, es decir se le debe descontar la inflación. La relación de Fisher proporciona la relación entre tasa de descuento real (r), la tasa nominal corriente (R) y la tasa de inflación (f):

$$r = \frac{1 + R}{1 + f} - 1$$

Se ha visto que durante los últimos años la tasa promedio anual efectiva de CETES a 28 días, una vez descontada la inflación, ha sido de aproximadamente 6% en promedio, lo cual es un buen indicador de la tasa libre de riesgo en términos reales. Por otra parte, el nivel de riesgo del proyecto es desconocido; sin embargo, una aproximación de la prima por riesgo es de 10% en términos reales (por encima de la inflación); por lo tanto:

TREMA \equiv Tasa pasiva real (sin riesgo) + Prima real por riesgo

$$6 + 10 = 16 \% \text{ anual real}$$

La rentabilidad de los proyectos aquí analizados dependen casi exclusivamente de los precios de los energéticos. Desde noviembre de 1992 los precios en México de los combustibles de uso industrial están referenciados a los mercados internacionales, y como éstos son muy volátiles, la metodología para estimar el precio futuro se basa en calcular el precio promedio de los combustibles mexicanos en los últimos 24 meses, pero expresados en dólares. Se eligió un periodo múltiplo de 12 meses, a efecto de cancelar las variaciones estacionales; los resultados son:

Tabla 6.1 Precio promedio de los combustibles industriales de uso común

últimos dos años (mayo'95 a mayo'97) ¹				
G.N. US\$/m ³	L.P ²	Diesel US\$/l	Gasóleo US\$/l	Combustóleo US\$/l
0.116		0.283	0.167	0.104

En este estudio, los precios se indican en pesos de 1997. Se supone que estos precios se mantendrán en términos reales en el futuro, es decir se moverán al mismo ritmo de la inflación.

Los costos de inversión y mantenimiento están en pesos, referidos al tipo de cambio promedio de 1997 de 7.85 \$/us\$. Cotizados con compañías mexicanas y con los representantes en el país de las marcas más usuales y de reconocido prestigio.

¹ Reportado por PEMEX y sus distribuidores para la zona centro del país; Convertidos a US\$ con el tipo de cambio promedio de mayo'95 a mayo'97 de 7.321 \$/US\$.

² Expresado en pesos, 2.44\$ /kg debido a que su precio esta sujeto a políticas sociales y no evoluciona conforme al mercado mundial.

El tiempo de vida característico de una caldera es de 20 años, pero ya que las modificaciones se harán en equipos usados, se consideran 15 años como tiempo de vida para los proyectos. Para determinar los costos de operación referentes al consumo de combustible, consideraremos el PCI del combustible calculado, la eficiencia agua-vapor de la caldera como 82% y el precio del combustible promedio en los últimos dos años.

6.1 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA OPERACIÓN CON GAS O DIESEL

La operación de una caldera de 200 CC tiene dos casos típicos de operación: que opere tres turnos durante 7 días a la semana, o dos turnos durante 7 días a la semana, con un factor de carga de 0.95 durante los dos primeros turnos y con una carga de 0.60 para el turno de noche, respectivamente. Se realizará el análisis para el caso más crítico de rentabilidad, y si este resulta rentable, lo será y más para el otro.

Se considerará que la caldera opera 18 horas por día durante 332 días por año. Tomando en cuenta que la caldera para 33 días por año, de estos 8 días son ocupados para mantenimiento preventivo y 25 días para mantenimiento mayor.

La inversión inicial³ para realizar la conversión de una caldera de 200 CC que opera con Diesel y se quiere pasar a gas natural sería de \$ 97,500.00, los cuales incluyen los materiales para la modificación en la caldera, la instalación del gas y mano de obra.

Los costos⁴ de mantenimiento anuales asociados a la operación con diesel son:

2 servicios semestrales de deshollinado	(\$6600)(2)
2 servicios de carburación	(\$3200)(2)

Costos de mantenimiento anuales asociados a la operación con gas natural:

1 servicio anual de deshollinado	\$6600
3 servicios de carburación	(\$3200)(3)

PROYECTO A : Caldera operando con diesel

PROYECTO B : Caldera operando con gas natural

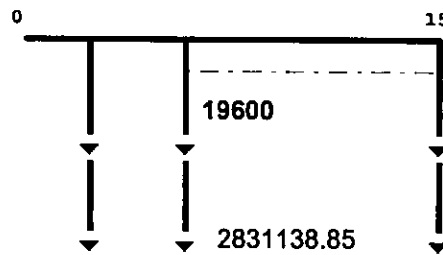
Resumen de los flujos de efectivos involucrados en el proyecto.

Aspectos del proyecto a considerar	A	B
Inversión Inicial		97,500.00
Costos anuales de mantenimiento asociados al tipo de combustible	19600	16200
Costo anual de combustible	2831138.85	1252192.97
Tiempo de vida (en años)	15	15

³ La inversión inicial y costos de operación y mantenimiento son proporcionados por el fabricante o representante de la marca, en todos los casos se trata de que las modificaciones sean con equipo original y de la marca predominante en el mercado.

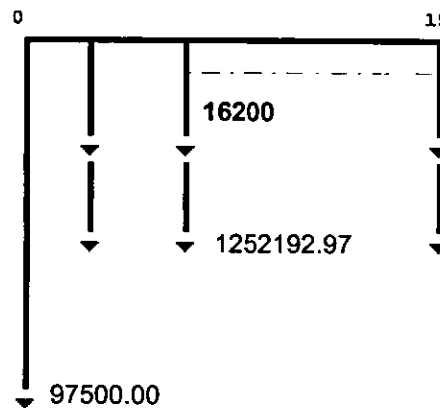
⁴ Proporcionados por el dpto. de serv. Calderas de Selmec.

DIAGRAMAS DE FLUJO



PROYECTO A DIESEL

El uso de diesel requiere durante el tiempo de vida de la caldera de un flujo anual de gastos debidos al mantenimiento y a la factura del diesel. Los flujos de efectivo anuales serán puestos en valor presente o como anualidad equivalente para poder evaluar y compararlos con los generados por el uso de gas natural.



PROYECTO B GAS NATURAL

Tomando 18% ,16% y 14% como el valor de TREMA y evaluando el proyecto se observa que la TIR es mucho mayor que la TREMA propuesta, iterando con el valor de TREMA se encuentra que su valor puede llegar a ser de 58.4% (TIRc) sin ningún problema. Los resultados que se obtienen son los siguientes:

Valor presente del proyecto A:

$$VPN_A = (19600 + 2831138.85) * [P/A, 16\%, 15] = \text{\$ } 15,894,169$$

Valor presente del proyecto B:

$$VPN_B = (97500 + 16200 + 1252192.97) * [P/A, 16\%, 15] = \text{\$ } 7,169,369$$

Anualidad equivalente del proyecto A:

$$AE_A = VPN_A * [A/P, 16\%, 15] = 2,850,739 \text{ \$/año}$$

Anualidad equivalente del proyecto B:

$$AE_B = VPN_B * [A/P; 16\%, 15] = 1,285,880 \text{ \$/año}$$

De los resultados obtenidos, se puede ver que el VPN_B es menor que el VPN_A , y de igual manera la anualidad equivalente de dichos proyectos mantienen la misma relación. Por lo que el proyecto B representa el menor costo, y por lo tanto es más atractivo.

ANÁLISIS INCREMENTAL

Flujo inicial	97,500
Ahorro de operación	1,582,346
Tiempo de vida (años)	15

Valor presente neto: $VPN_{B-A} = -97500 + (1,582,346) * [P/A, 16\%, 15] = \$ 8,724,800$

Anualidad equivalente: $AE_{B-A} = VPN_{B-A} * [A/P, 16\%, 15] = 1,564,859 \text{ \$/año}$

Relación Beneficio Costo: $RBC_{B-A} = 8,724,800 / 97,500 = 89.49$ (beneficio 89.49 veces más grande que el costo)

Tasa Interna de rendimiento: $TIR = 1623 \%$

Cuando la tasa interna de rendimiento (TIR) en el proyecto resulta mucho más grande que TREMA, se sustituye la TIR por una tasa interna de rendimiento corregida, con el valor futuro (F), la inversión inicial (I) y el periodo de vida del proyecto (n):

$$TIR_C = [F / I]^{(1/n)} - 1$$

$$TIR_C = (1564,859 [F/A, 16\%, 15] / 97,500)^{(1/15)} - 1$$

$$= (81,743,206 / 97,500)^{(0.066)} - 1 = 56.6 \%$$

Período de recuperación: $n = 0.0668 \text{ años}$ (en 24.38 días de operación el costo del combustible ahorrado es igual a la inversión para reducir el costo del combustible)

Del análisis incremental presentado se observa que el VPN_{B-A} es mayor que cero (al igual que la anualidad equivalente), la relación Beneficio Costo es mayor que uno, y finalmente TIR es mayor que TREMA; estos resultados indican que el proyecto más rentable es el proyecto B.

Con base en los resultados obtenidos del análisis económico presentado, se concluye que la inversión realizada para la conversión de una caldera que opera con diesel a gas natural, queda justificada. La conversión de la caldera no solo representa ventajas económicas, sino también una serie de ventajas ambientales, ya que la emisión de contaminantes emitidos por la quema de combustible disminuye (disminuyen CO , SO_x , NO_x y partículas, pero aumenta CO_2) con el uso de gas natural. Además la caldera queda dual, esto es, puede operar con diesel o con gas natural a elección.

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO DE CAMBIO DE COMBUSTIBLE				
Gas natural vs. Diesel				
Tiempo de operación por día	18	18	18	h
Potencia	200	200	200	CC
Precio diesel	2.07	2.07	2.07	\$/l
Precio gas natural	0.85	0.85	0.85	\$/m3
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	0.95	0.95	0.95	%
Poder calorífico gas natural	7937.51	7937.51	7937.51	Kcal/m3
Poder calorífico diesel	8549.6	8549.6	8549.6	Kcal/l
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	82%	82%	82%	
Potencia requerida	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/h
Potencia combustible	10298.46	10298.46	10298.46	Kcal/h
Consumo requerido diesel	1.205	1.205	1.205	l/h
Consumo requerido gas natural	1.297	1.297	1.297	m3/h
Consumo anual de diesel	1367699.93	1367699.93	1367699.93	l/año
Consumo anual de gas natural	1473168.20	1473168.20	1473168.20	m3/año
Costo anual de diesel	2,831,138.85	2,831,138.85	2,831,138.85	\$/año
Costo anual de gas natural	1,252,192.97	1,252,192.97	1,252,192.97	\$/año
	Proyecto B quema de gas natural		Proyecto A quema de diesel	
TREMA DEL PROYECTO	18%	16%	14%	
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant. (anual) A	19,600	19,600	19,600	\$/año
Inversión inicial de B	97,500	97,500	97,500	\$
Costo op. y mant. (anual) B	16,200	16,200	16,200	\$/año
Valor presente de A	14,514,758	15,894,169	17,509,717	\$
Valor presente de B	6,555,621	7,169,369	7,888,183	\$
Anualidad equivalente de A	2,850,739	2,850,739	2,850,739	\$/año
Anualidad equivalente de B	1,287,542	1,285,880	1,284,267	\$/año
Análisis incremental				
Inversión inicial	97,500	97,500	97,500	\$
Costos anuales B-A	1,582,346	1,582,346	1,582,346	\$
Valor presente neto B-A	7,959,137	8,724,800	9,621,534	\$
Valor futuro neto B-A	96,468,138	81,743,206	69,373,863	
Anualidad equivalente B-A	1,563,197	1,564,859	1,566,472	\$/año
Relación Beneficio-Costo B-A	81.63	89.49	98.68	
TASA INT. DE RENDIM. B-A	1622.9%	1622.9%	1622.9%	TIR
(TASA INT. RENDIM. B-A)c	58.4%	56.6%	54.9%	TIRc
Período de recuperación	0.0674	0.0668	0.0661	años
Anualidad de la inversión	19,149	17,487	15,874	\$

El formato del cuadro de datos en tres columnas es para visualizar como se reduce el tiempo de recuperación de la inversión al disminuir la tasa de descuento que se quiere ganar. Al reducir el flujo de efectivo ahorrado por medio de la tasa de descuento, se reduce el monto del ahorro que el proyecto tiene que generar y por lo tanto requiere menos tiempo para generar el monto del ahorro. **Desde el punto de vista del usuario de estos equipos**, la rapidez con la cual se recupera la inversión es el factor que influye mas sobre la toma de la decisión para la implementación del sistema. **No perder de vista que un valor normal de TREMA para la situación actual del país es de 16% contra 18 y 14% que se selecciono para ejemplificar las ventajas del proyecto.**

6.2 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA CARBURACIÓN AUTOMÁTICA

Del análisis económico⁵ realizado para determinar la viabilidad en la instalación de un sistema que regule automáticamente la relación aire combustible en función del monitoreo que el mismo realiza sobre los parámetros de combustión, arrojó un ahorro anual de \$ 32,099.80 por año.

El costo del equipo para carburación automática quemando gas en una caldera de 200 CC sería de \$193,000.00

Los costos de mantenimiento asociados a la operación de este sistema son:

2 servicios anuales de ajuste y calibración de parámetros.	(\$1,600.00)(2)
1 servicio cada 4 años de cambio de sensor oxígeno.	(\$24,576.00)

Con estos datos obtenemos la anualidad equivalente de los costos de mantenimiento, asumiendo un interés de 15% para este concepto.

$$VPN = 3200 + 24576[P/F, 4, 15\%] + 24576[P/F, 8, 15\%] + 24570[P/F, 12, 15\%] + 24576[P/F, 15, 15\%]$$

$$= 1200 + (24576)(.6355) + (24576)(.4039) + (24576)(.2567) + (24576)(.1827)$$

$$= 37542.98$$

$$AE = 37542.98[A/P, 15, 15\%] = (37542.98)(.1710) = 6419.84 \text{ \$/año}$$

Costos de mantenimiento anuales eliminados al operación con este sistema:

1 servicio anual de deshollinado	\$6600
2 servicios de carburación	(\$1,600)(2)

Al instalar este sistema además de los ahorros por combustión altamente eficiente, se reducen los costos de mantenimiento, en un orden \$ 9,800.00 por año. Este ahorro adicional se puede agregar al generado por la combustión eficiente.

$$\text{Ahorro anual es } 9,800.00 + 32,099.80 = \$ 41,899.80$$

⁵ Los valores de los ahorros económicos obtenidos en las secciones anteriores se ajustaran en esta sección al obtenido mediante la hoja de calculo en forma global, mas preciso.

Resumen de los flujos de efectivo

Concepto	\$
Inversión Inicial	193000.00
Costos anuales de mantenimiento y operación asociados al equipo de carburación automática	6419.84
Ahorro anual en combustible	41899.80
Tiempo de vida (en años)	15

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO PARA CARBURACIÓN AUTOMÁTICA				
Gas natural				
Tiempo de operación por día	18	18	18	h
Potencia	200	200	200	CC
Precio combustible	0.85	0.85	0.85	\$/m3
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	90%	90%	90%	%
PCI del combustible	7937.51	7937.51	7937.51	Kcal/m3
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	81.1%	81.1%	81.1%	
Potencia requerida por CC	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/h
Potencia del combustible	10412.75	10412.75	10412.75	Kcal/h
Temperatura de humos	179	179	179	°C
Temperatura ambiente	23	23	23	°C
% de CO2 en gases de comb.	9.57%	9.57%	9.57%	
% de CO2 estequiométrico	12.22%	12.22%	12.22%	
Eficiencia sin carburación	79.2%	79.2%	79.2%	
Eficiencia con carburación	81.1%	81.1%	81.1%	
Mejora en la eficiencia	1.9%	1.9%	1.9%	
Ahorro de combustible	37,614	37,614	37,614	m3/año
Ahorro anual	31,972	31,972	31,972	\$/año
Ahorro anual mtto.	13,000	13,000	13,000	\$/año
TREMA DEL PROYECTO	18%	16%	14%	
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant.	6,420	6,420	6,420	\$/año
Inversión inicial	193,000	193,000	193,000	\$
Ahorro anual total	38,552	38,552	38,552	\$/año
Valor presente del ahorro	3,291	21,946	43,794	\$
Valor futuro del ahorro	2,350,339	1,991,583	1,690,217	
Anualidad equivalente	646	3,936	7,130	\$/año
Relación Beneficio-Costo	0.02	0.11	0.23	
TASA INT. DE RENDIM.	18.4%	18.4%	18.4%	TIR
(TASA INT. RENDIM.)c	18.1%	16.8%	15.6%	TIRc
Período de recuperación	13.98	10.88	9.21	años
Anualidad de la inversión	37,906	34,616	31,422	\$/año

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO PARA CARBURACIÓN AUTOMÁTICA				
Diesel				
Tiempo de operación por día	18	18	18	h
Potencia	200	200	200	CC
Precio combustible	2.07	2.07	2.07	\$/l
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	90%	90%	90%	%
PCI del combustible	8549.6	8549.6	8549.6	Kcal/l
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	82.9%	82.9%	82.9%	
Potencia requerida por CC	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/h
Potencia del combustible	10186.66	10186.66	10186.66	Kcal/h
Temperatura de humos	179	179	179	°C
Temperatura ambiente	23	23	23	°C
% de CO2 en gases de comb.	10.9%	10.9%	10.9%	
% de CO2 estequiométrico	15.50%	15.50%	15.50%	
Eficiencia sin carburación	80.8%	80.8%	80.8%	
Eficiencia con carburación	82.9%	82.9%	82.9%	
Mejora en la eficiencia	2.1%	2.1%	2.1%	
Ahorro de combustible	37,011	37,011	37,011	l/año
Ahorro anual	76,613	76,613	76,613	\$/año
Ahorro anual mtto.	13,000	13,000	13,000	\$/año
TREMA DEL PROYECTO	18%	16%	14%	
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant.	6,420	6,420	6,420	\$/año
Inversión inicial	193,000	193,000	193,000	\$
Ahorro anual total	83,194	83,194	83,194	\$/año
Valor presente del ahorro	230,587	270,842	317,989	\$
Valor futuro del ahorro	5,071,918	4,297,739	3,647,407	
Anualidad equivalente	45,288	48,578	51,771	\$/año
Relación Beneficio-Costo	1.19	1.40	1.65	
TASA INT. DE RENDIM.	43%	43%	43%	TIR
(TASA INT. RENDIM.)c	24.3%	23.0%	21.6%	TIRc
Período de recuperación	3.27	3.13	3.00	años
Anualidad de la inversión	37,906	34,616	31,422	\$/año

Con base en los resultados se concluye que la inversión realizada para la instalación del sistema en la caldera, ofrece una doble utilidad, por un lado reduce costos de operación al reducir la factura por combustible y por el otro, genera beneficios ambientales al reducir la emisión de hidrocarburos inquemados (C,C₀) y simplificar los tramites para la obtención de los permisos de operación ante las autoridades de ecología. Resultando mas atractivo el periodo de recuperación usando diesel que gas, debido a la diferencia en precio del combustible.

6.3 ANÁLISIS FINANCIERO DEL CAMBIO DE QUEMADORES

Como se mostró en la sección del análisis económico para el cambio de quemadores, el ahorro que se puede obtener al implementar los quemadores estequiométricos y de alta modulación es de :

$$A = 28,138.35 \text{ \$/año}$$

La inversión para adquirir e instalar estos quemadores en una unidad de 200 CC es de \$ 48,000.00

Los costos de mantenimiento asociados a la operación de estos quemadores son los mismos que para los quemadores convencionales e incluyen: la limpieza de líneas de combustible, válvulas, filtros, compuertas, espreas, y ajuste de flujos y presiones.

Resumen de los flujos de efectivo

Concepto	\$
Inversión Inicial	48000.00
Costos anuales de mantenimiento y operación asociados a los quemadores ⁶	0
Ahorro anual en combustible	28138.35
Tiempo de vida (en años)	15

Ajustando los valores de TREMA en la hoja de cálculo para los valores de 18, 16 y 14 %, se observa que los periodos de recuperación de la inversión son más atractivos usando diesel que gas, los valores atractivos son de 1.16 a 2.22 años.

Los resultados obtenidos permiten visualizar la rentabilidad y grandes ventajas económicas que se obtienen con la instalación de estos quemadores, los periodos de recuperación de la inversión son muy rápidos, lo que permite obtener diferentes valores para TREMA.

Este tipo de sistema al igual que el de la carburación automática permiten una doble utilidad, por un lado reduce costos de operación al reducir la factura por combustible y por el otro, genera beneficios ambientales al reducir la emisión de hidrocarburos inquemados (C,C Θ) y simplificar los trámites para la obtención de los permisos de operación ante las autoridades de ecología. Adicionalmente la tecnología de estos equipos es de fácil comprensión y no requiere de mano de obra especializada, pero si calificada.

⁶ Para el análisis del diesel el costo del equipo es mayor.

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO DE QUEMADORES ESTEQUIMÉTRICOS Y ALTA MODULACIÓN				
				Gas natural
Tiempo de operación por día	18	18	18	h
Potencia	200	200	200	CC
Precio combustible	0.85	0.85	0.85	\$/m3
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	90%	90%	90%	%
PCI del combustible	7937.51	7937.51	7937.51	Kcal/m3
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	79.9%	79.9%	79.9%	
Potencia requerida por CC	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/h
Potencia del combustible	10569.14	10569.14	10569.14	Kcal/h
Temperatura de humos	179	179	179	°C
Temperatura ambiente	23	23	23	°C
% de CO2 convencional	8.23%	8.23%	8.23%	
% de CO2 estequi. y alta modul.	9.74%	9.74%	9.74%	
% de CO2 estequiométrico	12.22%	12.22%	12.22%	
Eficiencia convencional	79.9%	79.9%	79.9%	
Eficiencia estequiométrica	81.6%	81.6%	81.6%	
Mejora en la eficiencia	1.7%	1.7%	1.7%	
Ahorro de combustible	33,155	33,155	33,155	m3/año
Ahorro anual	28,138	28,138	28,138	\$/año
Ahorro anual mto.	0	0	0	\$/año
TREMA DEL PROYECTO	18%	16%	14%	
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant.	0	0	0	\$/año
Inversión inicial	48,000	48,000	48,000	\$
Ahorro anual total	28,138	28,138	28,138	\$/año
Valor presente del ahorro	95,269	108,884	124,830	\$
Valor futuro del ahorro	1,715,462	1,453,613	1,233,653	
Anualidad equivalente	18,711	19,529	20,324	\$/año
Relación Beneficio-Costo	1.98	2.27	2.60	
TASA INT. DE RENDIM.	58.6%	58.6%	58.6%	TIR
(TASA INT. RENDIM.)c	26.9%	25.5%	24.2%	TIRc
Período de recuperación	2.22	2.15	2.08	años
Anualidad de la inversión	9,427	8,609	7,815	\$/año

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO DE QUEMADORES ESTEQUIMÉTRICOS Y ALTA MODULACIÓN				Diesel
Tiempo de operación por día	18	18	18	h
Potencia	200	200	200	CC
Precio combustible	2.07	2.07	2.07	\$/l
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	90%	90%	90%	%
PCI del combustible	8549.6	8549.6	8549.6	Kcal/l
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	80.4%	80.4%	80.4%	
Potencia requerida por CC	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/h
Potencia del combustible	10503.41	10503.41	10503.41	Kcal/h
Temperatura de humos	179	179	179	°C
Temperatura ambiente	23	23	23	°C
% de CO2 convencional	9.40%	9.40%	9.40%	
% de CO2 estequi. y alta modul.	10.90%	10.90%	10.90%	
% de CO2 estequiométrico	15.50%	15.50%	15.50%	
Eficiencia convencional	80.4%	80.4%	80.4%	
Eficiencia estequiométrica	82.7%	82.7%	82.7%	
Mejora en la eficiencia	2.3%	2.3%	2.3%	
Ahorro de combustible	40,836	40,836	40,836	l/año
Ahorro anual	84,531	84,531	84,531	\$/año
Ahorro anual mto.	0	0	0	\$/año
TREMA DEL PROYECTO	18%	16%	14%	
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant.	0	0	0	\$/año
Inversión inicial	85,000	85,000	85,000	\$
Ahorro anual total	84,531	84,531	84,531	\$/año
Valor presente del ahorro	345,398	386,301	434,206	\$
Valor futuro del ahorro	5,153,475	4,366,847	3,706,058	
Anualidad equivalente	67,837	69,286	70,693	\$/año
Relación Beneficio-Costo	4.06	4.54	5.11	
TASA INT. DE RENDIM.	99.4%	99.4%	99.4%	TIR
(TASA INT. RENDIM.)c	31.5%	30.0%	28.6%	TIRc
Período de recuperación	1.21	1.18	1.16	años
Anualidad de la inversión	16,694	15,245	13,839	\$/año

6.4 ANÁLISIS FINANCIERO PARA EL SISTEMA DE RECIRCULACIÓN DE GASES

El análisis económico y técnico respecto a la recirculación de gases en las calderas indicó que el beneficio alcanzado con estos sistemas es únicamente ambiental. En el entendido que la instalación de estos sistemas reduce la capacidad del equipo en un orden de 8 a 12 %, realizaremos en esta sección el análisis financiero para determinar que tipo de sistema de recirculación de gases resulta mas atractivo.

PROYECTO A : Sistema FGR operando con gas natural en 200 CC

PROYECTO B : Sistema IFGR operando con gas natural en 200 CC

La inversión inicial para la instalación del sistema FGR es de **\$139,800.00**

La inversión inicial para la instalación del sistema IFGR es de **\$119,400.00**

Los costos de mantenimiento asociados a la operación con FGR son:

Servicio de embobinado de motor cada 5 años	\$ 2,089.00
Cambio de baleros motor y extractor cada 3 años	\$ 1,800.00
Limpieza de ductos, compuertas, controles y ajuste	\$ 900.00 por año

Con estos datos obtenemos la anualidad equivalente de los costos de mantenimiento, asumiendo un interés de 15% para este concepto. Primero encontramos el valor presente neto de todos los flujos.

$$\begin{aligned} \text{VPN} &= 900 + 2089[\text{P/F}, 5, 15\%] + 2089[\text{P/F}, 10, 15\%] + 2089[\text{P/F}, 15, 15\%] + 1800[\text{P/F}, 3, 15\%] + 1800[\text{P/F}, 6, 15\%] + \\ & 1800[\text{P/F}, 9, 15\%] + 1800[\text{P/F}, 12, 15\%] + 1800[\text{P/F}, 15, 15\%] \\ & = 900 + (2089)(.4972) + (2089)(.2472) + (2089)(.1229) + (1800)(.6575) + (1800)(.4323) + (1800)(.2843) + \\ & (1800)(.1869) + (1800)(.1229) = 5742.81 \end{aligned}$$

La anualidad equivalente es: $\text{AE} = 5742.81[\text{A/P}, 15, 15\%] = (5742.81)(.1710) = 982.02 \text{ \$/año}$

Los costos de mantenimiento asociados a la operación con IFGR son:

Limpieza de ductos, compuertas, controles y ajuste	\$ 2,100.00 por año
	AE = 359.1 \\$/año

Resumen de los flujos de efectivos involucrados en el proyecto.

Aspectos a considerar	A	B
Inversión Inicial	139,800.00	119,400.00
Costos anuales de mantenimiento asociados a los equipos	982.02	359.10
Ahorros anuales	0.00	0.00
Tiempo de vida en años	15	15

Los valores para TREMA dado que no existe ningún beneficio económico asociado deben de ser moderadas.

De los resultados obtenidos, se puede ver que el VPN_B es menor que el VPN_A (y de igual manera la anualidad equivalente de dichos proyectos mantienen la misma relación), por lo que el proyecto B representa el menor costo, y por lo tanto es más atractivo.

Los resultados en la hoja de cálculo indican valores muy pequeños para TREMA, por lo que los proyectos resultan casi igual de atractivos desde este punto de vista, estrictamente el proyecto del IFGR es más atractivo ya que requiere de una inversión menor, la decisión es enteramente ambiental.

ANÁLISIS INCREMENTAL

Flujo inicial	-110,000
Costos de operación y mantenimiento anual	945593.929
Tiempo de vida (años)	15

Del análisis incremental presentado se observa que el VPN_{B-A} es menor que cero al igual que la anualidad equivalente, la relación Beneficio Costo es menor que uno, y finalmente TIR es negativa, estos resultados indican que los proyectos son casi idénticos en costos, financieramente y; técnicamente mas favorable, el proyecto B.

ANÁLISIS FINANCIERO DEL COMPARATIVO ENTRE SISTEMAS DE RECIRCULACIÓN DE GASES IFGR vs. FGR				
Tiempo de operación por día	18	18	18	h
Potencia	200	200	200	CC
Precio diesel	2.07	2.07	2.07	\$/l
Precio gas natural	0.85	0.85	0.85	\$/m3
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	0.95	0.95	0.95	%
Poder calorífico gas natural	7937.51	7937.51	7937.51	Kcal/m3
Poder calorífico diesel	8549.6	8549.6	8549.6	Kcal/l
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	82%	82%	82%	
Potencia requerida	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/h
Potencia combustible	10298.46	10298.46	10298.46	Kcal/h
Consumo requerido diesel	1.205	1.205	1.205	l/h
Consumo requerido gas natural	1.297	1.297	1.297	m3/h
Consumo anual de diesel	1367699.93	1367699.93	1367699.93	l/año
Consumo anual de gas natural	1473168.20	1473168.20	1473168.20	m3/año
Costo anual de diesel	2,831,138.85	2,831,138.85	2,831,138.85	\$/año
Costo anual de gas natural	1,252,192.97	1,252,192.97	1,252,192.97	\$/año
	Proyecto B	IFGR	Proyecto A	FGR
TREMA DEL PROYECTO	-9.00%	-8.4755%	0.10%	
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant. (anual) A	982.02	982.02	982.02	\$/año
Inversión inicial de A	139,800	139,800	139,800	\$
Inversión inicial de B	119,400	119,400	119,400	\$
Costo op. y mant. (anual) B	359	359	359	\$/año
Valor presente de A	4,872,760	4,609,731	2,094,932	\$
Valor presente de B	4,145,109	3,921,358	1,782,095	\$
Anualidad equivalente de A	140,782	140,782	140,782	\$/año
Anualidad equivalente de B	119,759	119,759	119,759	\$/año
Análisis incremental				
Inversión inicial B-A	20,400	20,400	20,400	\$
Costos anuales B-A	623	623	623	\$
Valor presente neto B-A	1,164	0	-11,129	\$
Anualidad equivalente B-A	34	0	-748	\$/año
Relación Beneficio-Costo B-A	0.06	0.00	-0.55	
TASA INT. DE RENDIM. B-A	-8.5%	-8.4755%	-8.5%	TIR
Período de recuperación	14.5576	15.0000	33.3084	años

6.5 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA INSTALACIÓN DE UN ECONOMIZADOR

La recuperación de calor a los gases de combustión nos lleva al uso de los economizadores y precalentadores de aire, el mercado de calderas ofrece en estos tipos de equipos variedad de marcas y modelos. El beneficio obtenido al instalar este equipo para una unidad de 200 CC es de \$ 29,312.77 por año para un incremento en la temperatura de agua de alimentación de 8 °C, obtenido en la sección 4.5.

La inversión inicial para la instalación del economizador es de: \$ 115,110.00

Los gastos asociados a la operación y mantenimiento de este equipo son:

Limpieza de tubos lado agua y lado gases: 900.00 \$/año Cambio de tubos cada 10 años: \$ 12,200.00

$$\begin{aligned}
 AE &= 12200[A/F, 10, 15\%] + 12200[A/F, 15, 15\%] \\
 &= (12200)(.0493) + (6100)(.0210) = 729.56 \text{ \$/año}
 \end{aligned}$$

Con estos datos obtenemos la anualidad equivalente de los costos de mantenimiento, asumiendo un interés de 15% para este concepto.

$AE = 900 + 729.56 = 1629.56$

Resumen de los flujos de efectivo

Concepto	\$
Inversión Inicial	115110.00
Costos anuales de mantenimiento y operación asociados al economizador	1629.00
Ahorro anual en combustible	29312.77
Tiempo de vida (en años)	15

Ajustando los valores de TREMA en la hoja de cálculo a los propuestos, se observa que el valor no puede ser, debe ser moderado para el uso de gas y los propuestos para el uso de diesel. Los periodos de recuperación de la inversión "no" son tan atractivos en el análisis conservador para gas con 8°C de incremento en la temperatura, pero considerando el precio del diesel el proyecto se vuelve altamente atractivo. Como se quema gas el análisis puede basarse en un incremento de temperatura para el agua de 12 °C y resulta igual de atractivo que para el diesel solo que con mayor recuperación de calor (4 °C mas). Además en la tabla se presentan los demás métodos de evaluación de proyectos.

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO PARA INSTALACIÓN DE UN ECONOMIZADOR Gas natural				
Tiempo de operación por día	18	18	18	h
Potencia	200	200	200	CC
Precio combustible	0.85	0.85	0.85	\$/m ³
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	90%	90%	90%	%
PCI del combustible	7937.51	7937.51	7937.51	Kcal/m ³
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	82.4%	82.4%	82.4%	
Potencia requerida	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/h
Potencia del combustible	10248.47	10248.47	10248.47	Kcal/h
Incremento de temp. agua alim.	8.07	8.07	8.07	°C
Ahorro de calor por CC	153.24	153.24	153.24	kcal/h
Ahorro de calor anual	183158184.96	183158184.96	183158184.96	kcal/año
Ahorro en consumo de comb.	23075.018	23075.018	23075.018	m ³ /año
Ahorro anual de combustible	19,613.77	19,613.77	19,613.77	\$/año
TREMA DEL PROYECTO	13%	11%	9%	
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant.	1,629	1,629	1,629	\$/año
Inversión inicial	115,110	115,110	115,110	\$
Ahorro anual neto	17,985	17,985	17,985	\$/año
Valor presente del ahorro	1,114	14,216	29,860	\$
Valor futuro del ahorro	726,899	618,772	528,049	
Anualidad equivalente	172	1,977	3,704	\$/año
Relación Beneficio-Costo	0.01	0.12	0.26	
TASA INT. DE RENDIM.	13.2%	13.2%	13.2%	TIR
(TASA INT. RENDIM.)c	13.1%	11.9%	10.7%	TIRc
Período de recuperación	14.5978	11.6668	9.9575	años
Anualidad de la inversión	17,812	16,008	14,280	\$/año
Costo de la energía ahorrada	0.7483	0.7483	0.7483	\$/m ³

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO PARA INSTALACIÓN DE UN ECONOMIZADOR Diesel				
Tiempo de operación por día	18	18	18	h
Potencia	200	200	200	CC
Precio combustible	2.07	2.07	2.07	\$/l
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	90%	90%	90%	%
PCI del combustible	8549.6	8549.6	8549.6	Kcal/l
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	82.4%	82.4%	82.4%	
Potencia requerida	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/h
Potencia del combustible	10248.47	10248.47	10248.47	Kcal/h
Incremento de temp. agua alim.	6.82	6.82	6.82	°C
Ahorro de calor por CC	129.58	129.58	129.58	kcal/h
Ahorro de calor anual	154876406	154876406	154876406	kcal/año
Ahorro en consumo de comb.	20762	20762	20762	l/año
Ahorro anual de combustible	42978	42978	42978	\$/año
TREMA DEL PROYECTO	18%	16%	14%	
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant.	1,629	1,629	1,629	\$/año
Inversión inicial	115,110	115,110	115,110	\$
Ahorro anual neto	41,349	41,349	41,349	\$/año
Valor presente del ahorro	95,421	115,429	138,861	\$
Valor futuro del ahorro	2,520,842	2,136,060	1,812,832	
Anualidad equivalente	18,741	20,703	22,608	\$/año
Relación Beneficio-Costo	0.83	1.00	1.21	
TASA INT. DE RENDIM.	35.5%	35.5%	35.5%	TIR
(TASA INT. RENDIM.)c	22.8%	21.5%	20.2%	TIRc
Período de recuperación	4.2011	3.9721	3.7692	años
Anualidad de la inversión	22,608	20,646	18,741	\$/año
Costo de la energía ahorrada	0.8316	0.8316	0.8316	\$/l

6.6 ANÁLISIS FINANCIERO PARA DEL SISTEMA DE PURGA AUTOMÁTICA

El cuidado interno de los tubos en las calderas requiere del tratamiento de agua para alimentación, pero la operación continua de la caldera ocasionara que la materia mineral que queda en el agua para alimentación se acumule en el agua dentro de la caldera y se deposite en el fondo. Esto nos lleva a realizar la purga periódica o continua.

La recuperación de calor en las purgas que de otra forma se desperdiciaría requiere del uso de equipos que optimicen el nivel de purga, la recuperación de calor y agua tratada. El beneficio económico alcanzado con estos equipos para una unidad de 200 CC es de \$ 24,235.39 por año.

La inversión inicial para la instalación del sistema completo que incluye: purga automática, tanque de revaporización, intercambiador agua-agua es de \$ 133,911.00

Los gastos asociados a la operación y mantenimiento de estos equipos son de:

Limpieza de tuberías, válvulas, tubos.	1100.00 \$/año
Cambio de sensor, electroválvula cada 4 años.	\$ 7700.00
Tubos cada 7 años:	\$ 3,200.00

Con estos datos obtenemos la anualidad equivalente de los costos de mantenimiento, asumiendo un interés de 15% para este concepto.

$$\begin{aligned}
 VPN &= 1100 + 3200[P/F, 7, 15\%] + 3200[P/F, 15, 15\%] + 7700[P/F, 4, 15\%] + 7700[P/F, 8, 15\%] + 7700[P/F, 12, 15\%] + \\
 & \quad 7700[P/F, 16, 15\%] \\
 &= 1100 + (3200)(.3759) + (3200)(.1229) + (7700)(.5718) + (7700)(.3269) + (7700)(.1869) + (7700)(.1069) \\
 &= 11878.41
 \end{aligned}$$

$$AE = (11878.41)(.1710) = 2031.20 \text{ \$/año}$$

Resumen de los flujos de efectivo

Concepto	\$
Inversión Inicial	133911.00
Costos anuales de mantenimiento y operación asociados al sistema	2031.20
Ahorro anual en combustible y agua.	24235.39
Tiempo de vida (en años)	15

Ajustando los valores de TREMA en la hoja de cálculo se observa que el valor de TREMA no debe ser muy grande para el gas. Considerando el precio del diesel el proyecto se vuelve altamente atractivo. Los valores atractivos de TREMA obtenidos son: 11%, 9% y 7% para gas con 43.03% de recuperación de recursos, y de 33%, 30% y 26 como ejemplo para el diesel con 43.70 de recuperación de recursos.

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO PARA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE PURGA AUTOMÁTICA				Gas natural
Tiempo de operación por día	18	18	18	hr
Potencia	200	200	200	cc
Precio combustible	0.85	0.85	0.85	\$/m ³
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	0.9	0.9	0.9	%
PCI del combustible	7937.51	7937.51	7937.51	Kcal/m ³
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	82.0%	82.0%	82.0%	
Potencia requerida por CC	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/hr
Potencia del combustible	10298.46	10298.46	10298.46	Kcal/hr
Valores limites				
STD en agua de alimentación	200	200	200	ppm
STD en agua en caldera	2000	2000	2000	ppm
Tasa de purga	11%	11%	11%	
Presión de operación	7.0	7.0	7.0	kg/cm ²
Entalpia del agua a 1 ATM. y 20 °C	83.96	83.96	83.96	kJ/kg
Entalpia agua a presión operación	697.00	697.00	697.00	kJ/kg
Flujo de purga	347.78	347.78	347.78	kg/hr
Fjugo de purga anual	2,078,320	2,078,320	2,078,320	kg/año
Calor contenido en la purga, ref. 20 °C	304,544,720	304,544,720	304,544,720	kcal/año
Calor aportado por PCI	371,396,001	371,396,001	371,396,001	kcal/año
Flujo de combustible equivalente	46,789.99	46,789.99	46,789.99	m ³ /año
Pérdida de calor	39,771.49	39,771.49	39,771.49	\$/año
Costo del agua tratada	1581.39	1581.39	1581.39	\$/año
Pérdida anual total	41,352.88	41,352.88	41,352.88	\$/año
Revaporización				
Entalpia agua a 1 ATM	417.46	417.46	417.46	kJ/kg
Entapia agua a presión operación.	697	697	697	kJ/kg
hfg a 1 ATM.	2258	2258	2258	kJ/kg
Fracción revaporizable	12.38%	12.38%	12.38%	
Agua recuperada	195.78	195.78	195.78	\$/año
Combustible recuperado	4923.70	4923.70	4923.70	\$/año
Recuperación de vapor y calor	5119.48	5119.48	5119.48	\$/año
Intercambiador agua-agua				
Flujo de agua a 100°C y 1 ATM	1,821,024	1,821,024	1,821,024	kg/año
Temp. agua saliendo del intercamb.	35	35	35	°C
Calor recuperado con el intercamb.	118,366,582	118,366,582	118,366,582	kcal/año
Flujo de combustible equivalente	14,912	14,912	14,912	m ³ /año
Recuperación de calor	12,675	12,675	12,675	\$/año
Resultados				
Ahorro total conseguido	17,795	17,795	17,795	\$/año
Más el agua tibia de desperdicio	1,821,024	1,821,024	1,821,024	kg/año
% de recuperación de recursos	43.03%	43.03%	43.03%	

TREMA DEL PROYECTO	11%	9%	7%	
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant.	2,031	2,031	2,031	\$/año
Inversión inicial	111,455	111,455	111,455	\$
Ahorro anual	17,795	17,795	17,795	\$/año
Valor presente del ahorro	1,901	15,613	32,121	\$
Anualidad equivalente	264	1,937	3,527	\$/año
Relación Beneficio-Costo	0.02	0.14	0.29	
TASA INT. DE RENDIM.	11.3%	11.3%	11.3%	TIR
Período de recuperación	11.1905	9.6245	8.5284	años
Anualidad de la inversión	15,499	13,827	12,237	\$/año

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO PARA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE PURGA AUTOMÁTICA

Diesel

Tiempo de operación por día	18	18	18	hr
Potencia	200	200	200	cc
Precio combustible	2.07	2.07	2.07	\$/lt
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	0.9	0.9	0.9	%
PCI del combustible	8549.6	8549.6	8549.6	Kcal/l
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	82.0%	82.0%	82.0%	
Potencia requerida por CC	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/hr
Potencia del combustible	10298.46	10298.46	10298.46	Kcal/hr
Valores límites				
STD en agua de alimentación	200	200	200	ppm
STD en agua en caldera	2000	2000	2000	ppm
Tasa de purga	11%	11%	11%	
Presión de operación	7.0	7.0	7.0	kg/cm ²
Entalpia del agua a 1 ATM. y 20 °C	83.96	83.96	83.96	kJ/kg
Entalpia agua a presión operación	697.00	697.00	697.00	kJ/kg
Flujo de purga	347.78	347.78	347.78	kg/hr
Flujo de purga anual	2,078,320	2,078,320	2,078,320	kg/año
Calor contenido en la purga, ref. 20 °C	304,544,720	304,544,720	304,544,720	kcal/año
Calor aportado por PCI	371,396,000	371,396,000	371,396,000	kcal/año
Flujo de combustible equivalente	43,440	43,440	43,440	l/año
Pérdida de calor	89,921	89,921	89,921	\$/año
Costo del agua tratada	1,581	1,581	1,581	\$/año
Pérdida anual total	91,503	91,503	91,503	\$/año

Revaporización				
Entalpia agua a 1 ATM	417.46	417.46	417.46	kJ/kg
Entapia agua a presión operación.	697.00	697.00	697.00	kJ/kg
hfg a 1 ATM.	2258.00	2258.00	2258.00	kJ/kg
Fracción revaporizable	12.38%	12.38%	12.38%	
Agua recuperada	195.78	195.78	195.78	
Combustible recuperado	11132.22	11132.22	11132.22	
Recuperación de vapor y calor	11328.00	11328.00	11328.00	\$/año
Intercambiador agua-agua				
Flujo de agua a 100°C y 1 ATM	1,821,024	1,821,024	1,821,024.	kg/año
Temp. agua saliendo del intercamb.	35	35	35	°C
Calor recuperado con el intercamb.	118,366,583	118,366,583	118,366,583	kcal/año
Flujo de combustible equivalente	13,845	13,8445	13,845	lt/año
Recuperación de calor	28,659	28,659	28,659	\$/año
Resultados				
Ahorro total conseguido	39,987	39,987	39,987	\$/año
Más el agua tibia de desperdicio	1,821,024	1,821,024	1,821,024	kg/año
% de recuperación de recursos	43.70%	43.70%	43.70%	
TREMA DEL PROYECTO				
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant.	2,031	2,031	2,031	\$/año
Inversión inicial	111,455	111,455	111,455	\$
Ahorro anual	39,987	39,987	39,987	\$/año
Valor presente del ahorro	1,965.87	12,591.62	29,970.06	\$
Anualidad equivalente	657.86	3,852.76	8,043.33	\$/año
Relación Beneficio-Costo	0.02	0.11	0.27	
TASA INT. DE RENDIM.	33.61%	33.6%	33.6%	TIR
Período de recuperación	8.8485	6.8953	5.5813	años
Anualidad de la inversión	37,298	34,103	29,912	\$/año

6.7 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA SUSTITUCIÓN DE AISLAMIENTOS

La sustitución de aislamientos puede referirse al cambio de los aislamientos en las calderas cuando estos ya se encuentran en malas condiciones físicas o realizando su función con incremento en la temperatura de superficie por arriba del incremento de temperatura que justifica económicamente su sustitución. En el caso ejemplificado en la sección del análisis económico resultó ser de 5.76°C.

El tipo de aislamiento a usar para sustituir el dañada puede ser el convencional usado por el fabricante de la caldera ó utilizar materiales de mucha mejor conductividad térmica y aumentar los espesores.

El análisis económico realizado para determinar el potencial de ahorro de calor al reducir las pérdidas por radiación y conducción al valor original garantizado por el fabricante (Si se utilizan materiales de mucha mejor calidad es posible mejorar aun el valor de pérdidas por radiación y convección dado por el fabricante) cuando los aislamientos ya no realizan adecuadamente su función. El potencial de ahorro dado cuando una caldera trabaja con aislamientos convencionales en buenas condiciones y en malas condiciones es de \$ 54,178.92 equivalente al aumento de perdidas secundarias de 3.59 % (se paso de 3.15% a 6.74%) por año en una unidad de 200 CC.

El costo para la sustitución de los aislamientos en tipo convencional (los mismos que traen de fábrica) serían de:

Refractario en tapa posterior y intermedia	\$14,800.00 cada 2 años
Aislamiento en el envoltente	\$ 17,200.00 cada 10 años

Con estos datos obtenemos la anualidad equivalente de los costos de cambio de aislamientos dentro del periodo de vida a analizar, asumiendo un interés de 15% para este concepto.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN} &= 17200[\text{P/F}, 10, 15\%] + 8600[\text{P/F}, 15, 15\%] + 14800[\text{P/F}, 2, 15\%] + 14800[\text{P/F}, 4, 15\%] + 14800[\text{P/F}, 6, 15\%] \\
 &\quad 14800[\text{P/F}, 8, 15\%] + 14800[\text{P/F}, 10, 15\%] + 14800[\text{P/F}, 12, 15\%] + 14800[\text{P/F}, 14, 15\%] + 14800[\text{P/F}, 15, 15\%] \\
 &= (17200)(.2472) + (8600)(.1229) + (14800)(.7561) + (14800)(.5718) + (14800)(.4323) + (14800)(.3269) \\
 &\quad + (14800)(.2472) + (14800)(.1869) + (14800)(.1413) + (14800)(.1229) \\
 &= 46532.70
 \end{aligned}$$

$$\text{AE} = (46532.27)(.1710) = 7957.09 \text{ \$/año}$$

Los costos de mantenimiento asociados al buen funcionamiento de los aislamientos son:

un servicio anuales de revisión y resane	\$ 900.00
--	-----------

Resumen de los flujos de efectivo

Concepto	\$
Costos anuales equivalentes de inversión	32,800.00
Costos anuales de mantenimiento asociados a los aislamientos	7957.09
Ahorro anual en combustible	54178.92
Tiempo de vida (en años)	15

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO DE REPARACIÓN DE AISLAMIENTOS				
				Gas natural
Tiempo de operación por día	18	18	18	h
Potencia	200	200	200	CC
Precio combustible	0.85	0.85	0.85	\$/m3
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	90%	90%	90%	%
PCI del combustible	7937.51	7937.51	7937.51	Kcal/m3
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	82.1%	82.1%	82.1%	
Potencia requerida por CC	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/h
En buenas condiciones				
% perdida en envolvente	1.89%	1.89%	1.89%	
% perdida en tapa posterior	0.95%	0.95%	0.95%	
% perdida en tapa frontal	0.31%	0.31%	0.31%	
% perdida PCI	3.15%	3.15%	3.15%	
Potencia del combustible	10285.92	10285.92	10285.92	Kcal/h
En malas condiciones				
% perdida en envolvente	4.66%	4.66%	4.66%	
% perdida en tapa posterior	1.77%	1.77%	1.77%	
% perdida en tapa frontal	0.31%	0.31%	0.31%	
% perdida PCI	6.74%	6.74%	6.74%	
Potencia del combustible	10756.26	10756.26	10756.26	Kcal/h
Mejora en la eficiencia				
Ahorro en potencia del PCI	505,936,126	505,936,126	505,936,126	Kcal/año
Ahorro de combustible	63,740	63,740	63,740	m3/año
Ahorro anual	54,179	54,179	54,179	\$/año
TREMA DEL PROYECTO				
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant.	7,957	7,957	7,957	\$/año
Inversión inicial	32,800	32,800	32,800	\$
Ahorro anual total	46,222	46,222	46,222	\$/año
Valor presente del ahorro	202,542	224,908	251,103	\$
Valor futuro del ahorro	2,817,932	2,387,801	2,026,480	
Anualidad equivalente	39,780	40,339	40,882	\$/año
Relación Beneficio-Costo	6.18	6.86	7.66	
TASA INT. DE RENDIM.	140.9%	140.9%	140.9%	TIR
(TASA INT. RENDIM.) _c	34.6%	33.1%	31.6%	TIR _c
Período de recuperación	0.83	0.81	0.80	años
Anualidad de la inversión	6,442	5,883	5,340	\$/año

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO DE REPARACIÓN DE AISLAMIENTOS Diesel				
Tiempo de operación por día	18	18	18	h
Potencia	200	200	200	CC
Precio combustible	2.07	2.07	2.07	\$/l
Días de op. por año	332	332	332	días
Factor de carga	90%	90%	90%	%
PCI del combustible	8549.6	8549.6	8549.6	Kcal/l
Calor para generar un CC	539.6	539.6	539.6	Kcal/Kg
Eficiencia	82.1%	82.1%	82.1%	
Potencia requerida por CC	8444.74	8444.74	8444.74	Kcal/h
En buenas condiciones				
% perdida en envolvente	1.89%	1.89%	1.89%	
% perdida en tapa posterior	0.95%	0.95%	0.95%	
% perdida en tapa frontal	0.31%	0.31%	0.31%	
% perdida PCI	3.15%	3.15%	3.15%	
Potencia del combustible	10285.92	10285.92	10285.92	Kcal/h
En malas condiciones				
% perdida en envolvente	4.66%	4.66%	4.66%	
% perdida en tapa posterior	1.77%	1.77%	1.77%	
% perdida en tapa frontal	0.31%	0.31%	0.31%	
% perdida PCI	6.74%	6.74%	6.74%	
Potencia del combustible	10756.26	10756.26	10756.26	Kcal/h
Mejora en la eficiencia	3.59%	3.59%	3.59%	
Ahorro en potencia del PCI	505,936,126	505,936,126	505,936,126	Kcal/año
Ahorro de combustible	59,177	59,177	59,177	l/año
Ahorro anual	122,496	122,496	122,496	\$/año
TREMA DEL PROYECTO				
Tiempo de vida	15	15	15	años
Costo op. y mant.	7,957	7,957	7,957	\$/año
Inversión inicial	32,800	32,800	32,800	\$
Ahorro anual total	114,539	114,539	114,539	\$/año
Valor presente del ahorro	550,382	605,805	670,715	\$
Valor futuro del ahorro	6,982,872	5,917,004	5,021,646	
Anualidad equivalente	108,097	108,656	109,198	\$/año
Relación Beneficio-Costo	16.78	18.47	20.45	
TASA INT. DE RENDIM.	349.2%	349.2%	349.2%	TIR
(TASA INT. RENDIM.)c	43.0%	41.4%	39.9%	TIRc
Período de recuperación	0.32	0.32	0.31	años
Anualidad de la inversión	6,442	5,883	5,340	\$/año

Usando valores de TREMA de 18, 16 y 14% para el gas, resulta que mantener los aislamientos en muy buenas condiciones es altamente redituable, y la inversión se recupera en menos de un año. Para el diesel los beneficios son 2.66 veces más redituables.

Los resultados ofrecen una recuperación casi inmediata de la inversión al reducir los costos de operación, al reducir la factura del combustible, al disminuir la de pérdida de PCI. Y como toda medida que reduzca el consumo de combustible genera beneficios ambientales al reducir la emisión de inquemados, NO_x , SO_x , VOC y emisión de CO_2 .

En el país existen programas de financiamiento para programas de uso eficiente de la energía, entre las instituciones que ofrecen estos instrumentos se encuentra Nacional Financiera.

Dado el monto de inversión requerida para llevar a cabo estos proyectos de entre \$32,800.00 y \$193,000.00 para proyectos individuales, y de aproximadamente \$755,000.00 para la instalación de todos los proyectos analizados para una unidad de 200 CC, el financiamiento puede ser todo con recursos propios o todo con financiamiento. El precio de una unidad nueva de 200 CC convencional instalada es de aproximadamente \$700,000.00 contra \$1,150,000.00 de una unidad nueva que incorpore todos los equipos analizados.

Todo el análisis anterior, es para tener los elementos técnicos, económicos y financieros para justificar la implementación en las calderas industriales los equipos y formas de operación que permitan reducir la emisión de C, CO_2 , CO, NO_x , SO_x a la atmósfera, y la sustentabilidad en el uso de los combustibles fósiles; Dañando lo menos posible al medio ambiente.

CONCLUSIÓN

El desarrollo del presente trabajo generó durante sus etapas una serie de resultados intermedios necesarios para poder lograr los objetivos finales. Entre estos resultados intermedios se obtuvieron los poderes caloríficos reales de los combustibles industriales mexicanos, necesarios para evaluar el consumo de combustible en las calderas.

Los combustibles industriales utilizados en el país presentan un **nivel energético** un poco inferior al reportado por PEMEX y todavía un poco más que el reportado por la norma mexicana. En la tabla se puede apreciar la similitud entre los valores reportados en los EUA y en la norma; así como, entre los calculados y reportados por PEMEX.

PODER CALORÍFICO SUPERIOR e INFERIOR				
COMBUSTIBLE	[MJ/kg]			
	E.U.A	PEMEX	NORMA	CALCULADO
	PC	PCI	PC	PCI
DIESEL	46.5	44.8	48	42.6
GASÓLEO	46.5	44.3	42	42.2
COMBUSTÓLEO	46.7	42.4	42	40.5
GAS L.P.	50.47	44.3	52	49.2
GAS NATURAL	47.1	43.1	48	40

Otro resultado intermedio obtenido fue establecer los valores de emisión prácticos para las fuentes fijas mediante el monitoreo y análisis másico de los componentes de los combustibles:

El porcentaje de $C\Theta_2$ estequiométrico para los combustibles mexicanos es de:

Combustible	% $C\Theta_2$
Gas natural	12.224
Gas L.P.	15.331
Diesel	15.546
Gasóleo	15.632
Combustóleo	15.988

Además se obtuvieron los valores promedio de emisión de los principales elementos contaminantes, vía el monitoreo y análisis de gases realizado en las calderas operando en la industria mexicana:

El nivel práctico de emisión de $C\Theta_2$, $C\Theta$ y Θ_2 para los combustibles mexicanos óptimo es:

Combustible	Rango	% $C\Theta_2$	ppm $C\Theta$	% Θ_2
Gas natural	+ - 2 %	9.37	0 - 18	3.98
Gas L.P.	+ - 1 %	11.58	0 - 30	4.51
Diesel	+ - 1 %	13.11	50 - 200	5.31
Gasóleo	+ - 2 %	13.12	80 - 250	5.84
Combustóleo	+ - 3 %	13.13	100 - 380	6.64

Los índices de emisión para los combustibles mexicanos son:

Emisión de bióxido de carbono

Combustible	kg CO ₂ /GJ
Gas natural	67.15
Gas L.P.	60.74
Diesel	72.78
Gasóleo	73.20
Combustóleo	74.96

Emisión de bióxido de azufre

Combustible	kg SO ₂ /MJ
Gas natural	3.99x10 ⁻⁵
Gas L.P.	4.05x10 ⁻⁷
Diesel	2.34x10 ⁻⁴
Gasóleo	4.672x10 ⁻⁴
Combustóleo	1.446x10 ⁻³

Emisión de óxido nítrico

Combustible	kg NO/MJ
Gas natural	7.335x10 ⁻⁵
Gas L.P.	5.9017x10 ⁻⁵
Diesel	7.153x10 ⁻⁵
Gasóleo	8.420x10 ⁻⁵
Combustóleo	1.287x10 ⁻⁴

Emisión de monóxido de carbono

	Kg CO / MJ			ppm	
	Combustóleo	Gasóleo	Diesel	Gas L.P.	Gas natural
KgCO ₂ /MJ	0.07496	0.0732	0.07278	0.06074	0.067156
% CO ₂	15.988	15.632	15.546	15.331	12.2246
Efic. combus.					
99.9500%	3.748E-05	3.66E-05	3.639E-05	3.037E-05	3.3578E-05
	500	500	500	500	500
99.9620%	2.84848E-05	2.7816E-05	2.76564E-05	2.30812E-05	2.55193E-05
	380	380	380	380	380
99.9750%	1.874E-05	1.83E-05	1.8195E-05	1.5185E-05	1.6789E-05
	250	250	250	250	250
99.9800%	1.4992E-05	1.464E-05	1.4556E-05	1.2148E-05	1.34312E-05
	200	200	200	200	200
99.9970%	2.2488E-06	2.196E-06	2.1834E-06	1.8222E-06	2.01468E-06
	30	30	30	30	30
99.9988%	8.9952E-07	8.784E-07	8.7336E-07	7.2888E-07	8.05872E-07
	12	12	12	12	12

Después de haber visitado y conocido a la gran mayoría de las industrias establecidas y del conteo de una buena parte de las calderas, es posible establecer que en el país aproximadamente deben de existir 9100 calderas industriales operando desde 10 hasta 2200 CC. El dato exacto del número de calderas y su capacidad, debe ser determinado mediante un censo, realizado sector por sector, región por región, industria por industria, con la finalidad de poder establecer la capacidad instalada en el país en términos de CC o MJ/h.

Teniendo el dato es posible cuantificar la emisión de contaminantes debidos a las calderas operando en forma convencional. El potencial de calderas instaladas en país a las que se le puede instalar algún equipo que mejore la eficiencia y reduzca la formación de contaminantes es del 85% del total de calderas operando.

Al instalar en las calderas convencionales los equipos y sistemas propuestos es posible ir mejorando la eficiencia de operación desde 1 hasta 7.3 % para las calderas operando con combustibles gaseosos y desde 1.7 hasta 10.3 % para las que operan con combustibles líquidos, logrando reducir el consumo de combustible.

Mejora en la eficiencia	
Carburación	1.5 - 1.9%
Cambio de quemadores	1.6 - 1.7%
Economizador	1.5 - 1.8%
Sistema de purgas	1.7 - 1.9%
Aislamientos	1 - 3%
Máxima mejora posible	7.3 - 10.3%

Las modificaciones en las calderas industriales convencionales que mejoren su operación pueden ser realizadas en cualquier capacidad y dependiendo de la intensidad de uso que tenga, podrá incorporar una o todas las modificaciones analizadas en este trabajo.

Al mejorar la eficiencia y reducir el consumo de combustible se obtendrá una mitigación indirecta máxima de **13.33%** en las emisiones, al mejorar su eficiencia agua-vapor de 78 a 90 % en términos generales. Además del **25 al 60 %** para los NOx y del **20 al 83 %** para los SOx en forma directa con los sistemas anticontaminantes y calidad del combustible según el tipo de combustible.

PORCENTAJES DE MITIGACIÓN INDIRECTA	
Mejora en la eficiencia	
De 78% a 80%	2.50%
De 80% a 82%	2.44%
De 82% a 84%	2.38%
De 84% a 86%	2.33%
De 86% a 88%	2.27%
De 88% a 90%	2.22%
	Máxima reducción posible
De 78% a 90%	13.33%

BIBLIOGRAFÍA**A) De consulta:**

1. **Boilers emissions, reference guide.** Cleaver Brooks, EUA, 2da. Edición, 1994, 94 p.
2. **Combustion & enviromental measurement.** Bacharach, EUA, 2da. Edición, 1995. 14p.
3. Holman P. **Transferencia de calor.** ed. México, Cacsá, 1995, 578 p.
4. Faires/Simmang. **Termodinámica.** ed. México, Uthea, 1989, 667 p.
5. **Manual Selmec de calderas.** ed. México, Selmec equipos industriales, S.A. , 1993. 315 p.
6. Mataix Claudio. **Turbomaquinas Térmicas.** ed. España, Dossat, 1991, 790 p.
7. Tarquin A. **Ingeniería financiera.** ed. México, Mc Graw hill, 1991, 589 p.
8. **The boiler book.** ed. EUA 1ra. Edición, Cleaver Brooks, 1993, 26 s.
9. Shields D. Carl. **Calderas, tipos y funciones.** ed. México, Cacsá, 1980, 930 p.
10. Severns W.H. **Energía mediante vapor, aire y gas.** ed. México, Reverte, 1989, 620 p.
11. Sánchez Vázquez A. **Ética.** ed. México, Grijalbo, 1996, 243 p.
12. Coos Bu Raúl. **Análisis y evaluación de proyectos de inversión.** ed. México, Limusa, 1996, 333 p.

B) De referencia:

13. **Boilers Thompson Cochran.** DCCHL, Inglaterra, 1986.
14. **Calderas Babcock & Wilcox.** B&W, México, 1992.
15. **Calderas Cerrey.** CC, México, 1994.
16. **Calderas Cleaver Brooks.** CB, México, 1990.
17. **Calderas Industrial Combustion.** IC, México, 1993.
18. **Calderas Powermaster.** Termodinámica Enica, S.A., México, 1994.
19. **Quemadores Webster.** Engineering & manufacturing Co. Inc., Winfield, KS, EUA, 1996.
20. **Quemadores Coen.** Coen Company, Inc., Burlingame, CA, EUA, 1995.
21. **Quemadores Nao.** Nao, Inc., Philadelphia, PA, EUA, 1996.

- 22 . León A. La planta desmineralizadora. México, Central J. Luque, 1991, 45 p.
23. Suavización de agua. Preuss, S.A. México, 1995.
24. Uso de vapor. Spirax/Sarco, S.A., 1995.
25. Ingeniería de procesos industriales. Notas técnicas, DEPFI. UNAM, 1996.
26. Evaluación de sistemas energéticos. Notas técnicas, DEPFI. UNAM, 1996.
27. Combustión y uso eficiente de generadores de vapor. Comité permanente de peritos en calderas y recipientes a presión, CIME, México, 1993.
28. Revista trimestral: Teorema, especializada en tecnología ambiental. No. Diciembre de 1995 y diciembre de 1996.
29. Diario oficial de la federación; De los días: 20 de julio de 1991, 7 de abril de 1993, 1 de agosto de 1994, 2 de diciembre de 1994, 6 de julio de 1996. Referente a proyectos de normas y normas para emisiones de fuentes fijas.

NOMENCLATURA

ASME.-American Society of Mechanics Engineers
 NOM.- Norma oficial mexicana
 PROFEPA.- Procuraduría federal para la protección del ambiente
 EPA.-Environmental Protection Agency
 NAAQS.-National Ambient Air Quality Standards
 ISO.- International Standard Organization
 CC.- Caballo caldera
 STD.- Sólidos totales disueltos
 ppm.- Partículas por millón
 CO_2 .- Bióxido de carbono
 NO_x .- Óxidos de nitrógeno
 SO_x .- Óxidos de azufre
 VOC.- Compuestos orgánicos volátiles
 NO .- Óxido nítrico
 NO_2 .- Bióxido de nitrógeno
 SO_2 .-Bióxido de azufre
 SO_3 .- Trióxido de azufre
 CO .- Monóxido de carbono
 HC.- Hidrocarburos
 SO_3 .- Trióxido de azufre
 H_2SO_4 .- Ácido sulfúrico
 CaCO_3 .- Carbonato de calcio
 Lu.- Relación de REGNAT
 Cc.- Calor de combustión
 PC.-Poder calorífico
 PCS.-Poder calorífico superior
 PCI.-Poder calorífico inferior
 H.- % hidrógeno contenido en el combustible.
 E.- % H_2O humedad contenida en el combustible.
 M.- % hidrocarburo contenido en el combustible.
 n.- # moléculas hidrógeno contenidas en el combustible.
 C.- % carbón
 Ce.- % cenizas
 V.- % material volátil
 O .- % oxígeno
 S.- % azufre
 a y v.- Coeficientes para la relación de GOUTA
 VA.- Volumen de aire estequiométrico.
 VF.- Volumen de gases de combustión secos.
 VFH.- Volumen de gases de combustión húmedos.
 α .- Formación de CO_2

η .- La eficiencia de combustión en términos de la formación de $C\Theta$
 β .- Formación de $C\Theta$
 α o.-Formación de $C\Theta_2$ estequiométrico
IQ.- Formación de inquemados del carbón
e.- Exceso de aire
PP.-% Pérdidas primarias
PS.- % Pérdidas secundarias
Q.- Calor
m.- Masa
 C_p .- Calor específico
 ΔT .- Incremento de temperatura
Ef.- Eficiencia agua-vapor
FGR.- Sistema de recirculación de gases forzado
IFGR.- Sistema de recirculación de gases inducido
FGD.- Flue Gas Desulfurization
FE.- Factor de evaporación
EN.- Evaporación nominal
ER.-Evaporación real
FP.- Flujo de purga
 h_g .- Entalpia del gas
 h_{fg} .- Entalpia de la diferencia líquido-gas
 F_E .- Factor de evaporación
T.P. - Tapa posterior
ATP.- Anchura de la tapa posterior
TF.- Tapa frontal
RP.- Zonas del resto del país
ZMCM.- Zona Metropolitana de la Ciudad de México
ZC.- Zona crítica
TREMA.- Tasa de rendimiento mínima atractiva
TIR.- Tasa interna de rendimiento
F.- Valor futuro de la inversión
I.- Inversión inicial del proyecto
A.- Anualidad equivalente de la inversión
VPN.-Valor presente del proyecto
AE.-Anualidad equivalente del proyecto
RBC.-Relación Beneficio Costo
 TIR_s .- Seudo tasa Interna de rendimiento
n.-Período de recuperación

Evaporación real o Potencia real

La evaporación nominal esta referida al calor latente de evaporación desde agua a vapor a 100°C, la evaporación real engloba al calor sensible y al latente del agua a la temperatura de alimentación hasta el vapor a la presión de operación.

El factor de evaporación descuenta el PCI usado para calentar el agua de alimentación desde la temperatura de alimentación hasta la temperatura de saturación o evaporación correspondiente a la presión de operación real.

$$FE = \text{Evaporación nominal} / \text{Evaporación real}$$

$$FE = h_{fg} \text{ (a } 100^\circ\text{C y 1 atm)} / h_g \text{ (a presión de operación)} - h_f \text{ (a temp. alimentación)}$$

Temperatura del agua de alimentación		Presión Kg/cm. ² Lbs/pulg. ²														
		0.35	0.70	1.41	3.52	4.92	6.33	7.03	7.73	9.14	10.5	12.0	13.4	14.1	15.8	17.6
°C	°F	5	10	20	50	70	90	100	110	130	150	170	190	200	225	250
0.0	32	1.19	1.19	1.20	1.214	1.219	1.223	1.225	1.226	1.229	1.231	1.233	1.235	1.236	1.237	1.239
4.4	40	1.18	1.18	1.19	1.206	1.211	1.215	1.217	1.218	1.221	1.223	1.225	1.227	1.227	1.229	1.231
10.0	50	1.17	1.17	1.18	1.196	1.201	1.205	1.206	1.208	1.211	1.213	1.215	1.216	1.217	1.219	1.220
15.6	60	1.16	1.16	1.17	1.185	1.190	1.194	1.196	1.198	1.200	1.202	1.204	1.206	1.207	1.209	1.210
21.1	70	1.15	1.15	1.16	1.175	1.180	1.184	1.186	1.187	1.190	1.192	1.194	1.196	1.196	1.198	1.200
26.7	80	1.14	1.14	1.15	1.162	1.170	1.174	1.176	1.177	1.180	1.182	1.184	1.185	1.186	1.188	1.189
32.2	90	1.13	1.13	1.14	1.154	1.160	1.164	1.165	1.167	1.170	1.172	1.173	1.175	1.176	1.178	1.179
37.8	100	1.12	1.12	1.13	1.144	1.149	1.153	1.155	1.156	1.159	1.161	1.163	1.165	1.166	1.167	1.169
43	110	1.11	1.11	1.12	1.134	1.139	1.143	1.145	1.146	1.149	1.151	1.153	1.155	1.155	1.157	1.159
49	120	1.10	1.10	1.11	1.124	1.129	1.133	1.134	1.136	1.139	1.141	1.143	1.144	1.145	1.147	1.148
54	130	1.09	1.09	1.10	1.113	1.118	1.123	1.124	1.126	1.128	1.130	1.132	1.134	1.135	1.137	1.138
60	140	1.08	1.08	1.09	1.103	1.108	1.112	1.114	1.115	1.118	1.120	1.122	1.124	1.125	1.126	1.128
66	150	1.07	1.08	1.08	1.093	1.098	1.102	1.104	1.105	1.108	1.110	1.112	1.114	1.114	1.116	1.118
71	160	1.06	1.07	1.07	1.082	1.088	1.092	1.093	1.095	1.097	1.100	1.102	1.103	1.104	1.106	1.107
77	170	1.05	1.05	1.06	1.072	1.077	1.081	1.083	1.084	1.087	1.089	1.091	1.093	1.094	1.095	1.097
82	180	1.04	1.04	1.05	1.062	1.067	1.071	1.073	1.074	1.077	1.079	1.081	1.083	1.083	1.085	1.087
88	190	1.03	1.03	1.04	1.052	1.057	1.061	1.062	1.064	1.066	1.069	1.071	1.072	1.073	1.075	1.076
93	200	1.02	1.02	1.03	1.041	1.047	1.050	1.052	1.053	1.056	1.058	1.060	1.062	1.063	1.064	1.066
99	210	1.01	1.01	1.02	1.031	1.036	1.040	1.042	1.043	1.046	1.048	1.050	1.052	1.052	1.054	1.056

DETERMINACIÓN DE LAS PERDIDAS POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN EN CALDERAS INDUSTRIALES
OBTENCIÓN DE LOS COEFICIENTES CONVECTIVO Y RADIATIVO

De las relaciones empíricas para el aire, determinamos el coeficiente convectivo para un cuarto aislado:

$$\text{Número de Prandtl } Pr = \frac{C_p \mu}{\kappa}$$

Aire a 1 ATM y 20 °C

$$C_p = 1 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}} \quad \mu = 2,047 \times 10^{-5} \frac{\text{m}^2}{\text{sg}}$$

$$\kappa = 0,0289 \frac{\text{W}}{\text{mK}} \quad \gamma = 15,89 \times 10^{-9} \frac{\text{m}^2}{\text{sg}}$$

$$Pr = \frac{(1 \text{ kJ})(2,047 \times 10^{-5} \text{ kg}) \text{ sg m K}(1000)}{\text{kg K}(0,0289) \text{ J m sg}}$$

Por lo tanto

$$Pr = 0.708$$

$$\text{Número de Grashof } Gr = \frac{g\beta(T_1 - T_2)x^3}{\gamma^2}$$

$$g = 9.8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \quad x = \phi \quad \beta = \frac{1}{T_1}$$

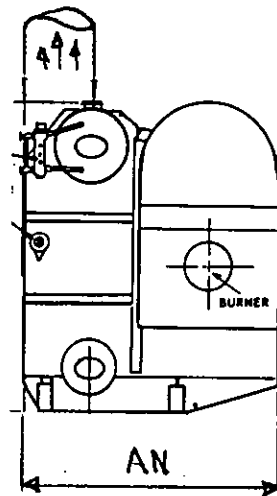
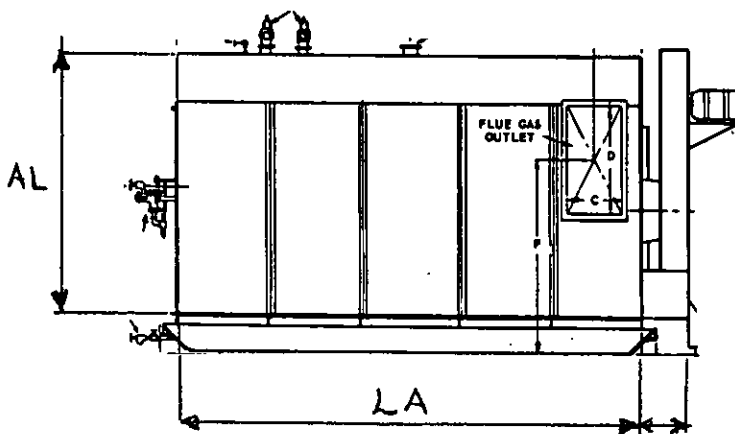
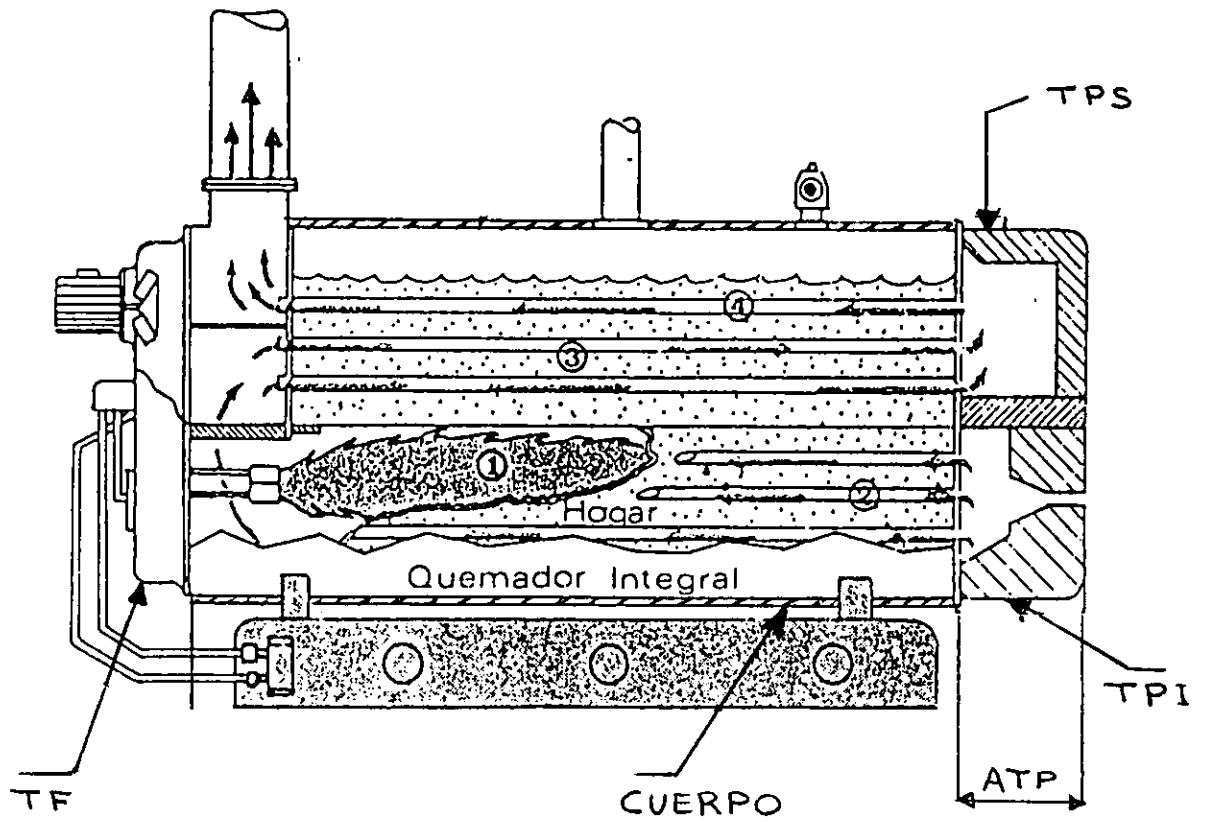
$$Gr = (9.8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}) \left(\frac{1}{43.6^\circ \text{C}} \right) (43.6^\circ \text{C} - 25^\circ \text{C}) (1.98 \text{m})^3 \left(\frac{\text{s}}{15.89 \times 10^{-6} \text{m}^2} \right)$$

$$Gr = 1.285 \times 10^{11}$$

$$GrPr = (0.708)(1.285 \times 10^{11}) = 9.099 \times 10^{10} > 10^9 \Rightarrow \text{turbulento}$$

$$\text{Pared vertical } h = 0.95 \Delta T^{\frac{1}{3}} \frac{\text{w}}{\text{m}^2 \text{ } ^\circ \text{C}}$$

$$\text{Cilindro horizontal } h = 1.24 \Delta T^{\frac{1}{3}}$$



**PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN
EN CALDERAS TUBOS DE HUMO**

Cuarto de calderas cerrados Aislamientos en buenas condiciones

Capacidad del equipo CC:	20	40	60	100	125	150	200	10	
h pared vertical [w/m ² °C]	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383	
h cilindro horizontal	4.060548	4.060548	4.060548	4.060548	4.060548	4.060548	4.060548	4.060548	
Diámetro tapa posterior	0.81	0.81	1.12	1.12	1.53	1.53	1.53	0.81	m
Anchura tapa posterior	0.3	0.3	0.37	0.37	0.4	0.4	0.4	0.3	m
Diámetro del cuerpo	0.91	0.91	1.22	1.22	1.63	1.63	1.63	0.91	m
Longitud del cuerpo	1.4	2.55	2.15	3.65	2.95	3.55	4.35	1.4	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	23	23	23	°C
Temperatura cuerpo	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	°C
Temperatura tapa frontal	40	40	40	40	40	40	40	40	°C
Temperatura lado superior T.P.	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	°C
Temperatura lado inferior T.P.	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	°C
Temperatura anchura T.P.	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	°C
Area del cuerpo	4.00	7.29	8.24	13.99	15.11	18.18	22.28	4.00	m ²
Area tapa frontal tapas	0.52	0.52	0.99	0.99	1.84	1.84	1.84	0.52	m ²
Area anchura tapa posterior	0.76	0.76	1.30	1.30	1.92	1.92	1.92	0.76	m ²
Pérdida en el envolvente	334.79	609.80	689.29	1170.19	1263.61	1520.61	1863.29	334.79	W
	0.03	0.06	0.07	0.12	0.13	0.15	0.19	0.03	CC
	0.14%	0.13%	0.10%	0.10%	0.09%	0.09%	0.08%	0.28%	
Calor perdido en lado inferior T.P.	45	45	87	87	162	162	162	45	W
Calor perdido en lado superior T.P.	42	42	80	80	148	148	148	42	W
Calor perdido en anchura T.P.	149	149	254	254	376	376	376	149	W
Pérdida en la tapa posterior	236	236	421	421	686	686	686	236	W
	0.02	0.02	0.04	0.04	0.07	0.07	0.07	0.02	CC
	0.10%	0.05%	0.06%	0.04%	0.05%	0.04%	0.03%	0.20%	
Calor perdido frente T.F.	31	31	59	59	109	109	109	31	W
Calor perdido en anchura T.F.	45	45	77	77	114	114	114	45	W
Pérdida en la tapa frontal	76	76	136	136	224	224	224	76	W
	0.01	0.01	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	CC
	0.03%	0.02%	0.02%	0.01%	0.02%	0.01%	0.01%	0.06%	
Pérdida total	646.99	922.00	1245.99	1726.89	2173.26	2430.27	2772.94	646.99	W
	0.07	0.09	0.13	0.17	0.22	0.25	0.28	0.07	CC
	0.27%	0.19%	0.17%	0.15%	0.15%	0.14%	0.12%	0.65%	

**DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN
EN CALDERAS TUBOS DE HUMO**

Cuarto de calderas cerrados Aislamientos en buenas condiciones

Capacidad del equipo CC:	250	300	350	400	500	600	700	800	
h pared vertical [w/m ² *C]	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383	3.500383
h cilindro horizontal	3.395779	3.395779	3.395779	3.395779	3.395779	3.395779	3.395779	3.395779	
Diámetro tapa posterior	1.88	1.88	1.88	2.34	2.34	2.34	2.34	2.34	m
Anchura tapa posterior	0.43	0.43	0.43	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	m
Diámetro del cuerpo	1.98	1.98	1.98	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	m
Longitud del cuerpo	3.35	4.05	4.8	3.46	4.32	5.25	6.1	6.1	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	23	23	23	°C
Temperatura cuerpo	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	°C
Temperatura tapa frontal	40	40	40	40	40	40	40	40	°C
Temperatura lado superior T.P.	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	°C
Temperatura lado inferior T.P.	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	°C
Temperatura anchura T.P.	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	°C
Area del cuerpo	242.06	292.64	346.83	250.01	312.15	379.35	440.77	440.77	m ²
Area tapa frontal tapas	0.15	0.15	0.15	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	m ²
Area anchura tapa posterior	2.67	2.67	2.67	3.83	3.83	3.83	3.83	3.83	m ²
Pérdida en el envolvente	16932.86	20471.07	24262.00	17488.86	21835.80	26536.57	30832.96	30832.96	W
	1.71	2.07	2.45	1.77	2.21	2.68	3.12	3.12	CC
	0.57%	0.57%	0.58%	0.37%	0.37%	0.37%	0.37%	0.32%	
Calor perdido en lado inferior T.P.	13	13	13	17	17	17	17	17	W
Calor perdido en lado superior T.P.	12	12	12	16	16	16	16	16	W
Calor perdido en anchura T.P.	523	523	523	749	749	749	749	749	W
Pérdida en la tapa posterior	547	547	547	782	782	782	782	782	W
	0.06	0.06	0.06	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	CC
	0.02%	0.02%	0.01%	0.02%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	
Calor perdido frente T.F.	9	9	9	12	12	12	12	12	W
Calor perdido en anchura T.F.	159	159	159	228	228	228	228	228	W
Pérdida en la tapa frontal	168	168	168	240	240	240	240	240	W
	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	CC
	0.006%	0.005%	0.004%	0.005%	0.004%	0.003%	0.003%	0.003%	
Pérdida total	17647.86	21186.17	24977.11	18510.86	22857.83	27558.59	31854.99	31854.99	W
	1.78	2.14	2.52	1.87	2.31	2.79	3.22	3.22	CC
	0.59%	0.59%	0.60%	0.39%	0.39%	0.39%	0.38%	0.34%	

El coeficiente radiactivo se obtiene sustituyendo las pérdidas reportadas por los fabricantes y las calculadas para la convección.

DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN EN CALDERAS TUBOS DE AGUA

Aislamientos en buenas condiciones

Capacidad del equipo CC:	350	500	650	850	1000	
	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	
Altura de la pared lateral	1.37	1.37	1.37	1.37	1.67	m
Ancho del cuerpo	2.31	2.31	2.31	2.31	2.15	m
Altura de la pared frontal	1.37	1.37	1.37	1.37	1.67	m
Longitud del cuerpo	2.87	3.6	4.34	5.25	5.99	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	°C
Temperatura lateral derecha	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	°C
Temperatura lado frontal	40	40	40	40	40	°C
Temperatura lado posterior	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	°C
Temperatura techo	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	°C
Temperatura lateral izquierda	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	°C
Area lateral	3.93	4.93	5.95	7.19	10.00	m ²
Area frontal	3.16	3.16	3.16	3.16	3.59	m ²
Area posterior	3.16	3.16	3.16	3.16	3.59	m ²
Area techo	6.63	8.32	10.03	12.13	12.88	m ²
Pérdida pared lateral derecha	7927.49	6943.89	11987.91	14501.61	20168.64	W
	0.80	1.01	1.21	1.47	2.04	CC
	0.20%	0.18%	0.16%	0.16%	0.18%	
Pérdida pared lateral izquierda	25574.67	32079.73	38673.90	46782.94	65065.52	W
	2.59	3.24	3.91	4.73	6.58	CC
	0.65%	0.57%	0.53%	0.49%	0.58%	
Pérdida frontal	5171.49	5171.49	5171.49	5171.49	5867.30	W
	0.52	0.52	0.52	0.52	0.59	CC
	0.13%	0.09%	0.07%	0.05%	0.05%	
Pérdida posterior	16216.29	16216.29	16216.29	16216.29	18398.13	W
	1.64	1.64	1.64	1.64	1.86	CC
	0.41%	0.29%	0.22%	0.17%	0.16%	
Pérdida techo	37732.36	47329.79	57058.69	69022.61	73296.86	W
	3.61	4.78	5.77	6.98	7.41	CC
	0.96%	0.84%	0.78%	0.72%	0.65%	
Pérdida total	92622.30	110741.19	129108.26	151894.84	182796.46	W
	9.36	11.20	13.05	15.34	18.48	CC
	2.36%	1.96%	1.76%	1.58%	1.62%	

DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN EN CALDERAS TUBOS DE AGUA

Aislamientos en buenas condiciones

Capacidad del equipo CC	1200	1350	1600	1800	2250	
	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	
Altura de la pared lateral	1.67	1.67	1.67	1.9	2.13	
Ancho del cuerpo	2.15	2.15	2.15	2.04	2.43	m
Altura de la pared frontal	1.67	1.67	1.67	1.9	2.13	m
Longitud del cuerpo	7.73	7.46	8.39	9.13	9.13	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	m
Temperatura lateral derecha	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	°C
Temperatura lado frontal	40	40	40	40	40	°C
Temperatura lado posterior	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	°C
Temperatura techo	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	°C
Temperatura lateral izquierda	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	°C
Area lateral	12.91	12.46	14.01	17.35	19.45	°C
Area frontal	3.59	3.59	3.59	3.88	5.18	m2
Area posterior	3.59	3.59	3.59	3.88	5.18	m2
Area techo	16.62	16.04	18.04	18.63	22.19	m2
Pérdida pared lateral derecha	26027.31	25118.21	28249.57	34975.00	39208.82	W
	2.63	2.54	2.86	3.54	3.96	CC
	0.19%	0.16%	0.16%	0.17%	0.15%	
Pérdida pared lateral izquierda	83966.03	81033.19	91135.18	112831.93	126490.53	W
	8.49	8.19	9.21	11.41	12.79	W
	0.62%	0.53%	0.51%	0.56%	0.50%	W
Pérdida frontal	5867.30	5867.30	5867.30	6333.84	8458.03	W
	0.59	0.59	0.59	0.64	0.86	CC
	0.04%	0.04%	0.03%	0.03%	0.03%	
Pérdida posterior	18398.13	18398.13	18398.13	19861.07	26521.91	W
	1.86	1.86	1.86	2.01	2.68	W
	0.14%	0.12%	0.10%	0.10%	0.10%	W
Pérdida techo	94588.43	91284.57	102664.55	106003.70	126269.11	CC
	9.58	9.23	10.38	10.72	12.76	W
	0.70%	0.60%	0.57%	0.52%	0.50%	W
Pérdida total	228847.21	221701.40	246314.73	280005.54	326945.40	CC
	23.13	22.41	24.90	28.31	33.05	
	1.59%	1.46%	1.37%	1.38%	1.29%	

DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN EN CALDERAS TUBOS DE AGUA

Aislamientos en malas condiciones

Capacidad del equipo CC:	350	500	650	850	1000	
	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07
Altura de la pared lateral	1.37	1.37	1.37	1.37	1.67	m
Ancho del cuerpo	2.31	2.31	2.31	2.31	2.15	m
Altura de la pared frontal	1.37	1.37	1.37	1.37	1.67	m
Longitud del cuerpo	2.87	3.6	4.34	5.25	5.99	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	°C
Temperatura lateral derecha	70	70	70	70	70	°C
Temperatura lado frontal	45	45	45	45	45	°C
Temperatura lado posterior	80	80	80	80	80	°C
Temperatura techo	90	90	90	90	90	°C
Temperatura lateral izquierda	87	87	87	87	87	°C
Area lateral	3.93	4.93	5.95	7.19	10.00	m2
Area frontal	3.16	3.16	3.16	3.16	3.59	m2
Area posterior	3.16	3.16	3.16	3.16	3.59	m2
Area techo	6.63	8.32	10.03	12.13	12.88	m2
Pérdida pared lateral derecha	20615.34	25858.96	31174.41	37710.98	52448.28	W
	2.08	2.61	3.15	3.81	5.30	CC
	0.52%	0.46%	0.43%	0.39%	0.47%	
Pérdida pared lateral izquierda	30496.67	38253.66	46116.91	55786.59	77587.76	W
	3.08	3.87	4.66	5.64	7.84	CC
	0.77%	0.68%	0.63%	0.58%	0.69%	
Pérdida frontal	6862.18	6862.18	6862.18	6862.18	7785.46	W
	0.69	0.69	0.69	0.69	0.79	CC
	0.17%	0.12%	0.09%	0.07%	0.07%	
Pérdida posterior	21131.14	21131.14	21131.14	21131.14	23974.27	W
	2.14	2.14	2.14	2.14	2.42	CC
	0.54%	0.37%	0.29%	0.22%	0.21%	
Pérdida techo	54617.94	68510.31	82592.99	99910.87	106097.89	W
	5.52	6.93	8.35	10.10	10.73	CC
	1.38%	1.22%	1.13%	1.04%	0.94%	
Pérdida total	133723.27	160616.25	187877.65	221401.76	267893.66	W
	13.62	16.24	18.99	22.38	27.08	CC
	3.39%	2.86%	2.56%	2.31%	2.38%	

DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN EN CALDERAS TUBOS DE AGUA

Aislamientos en malas condiciones

Capacidad del equipo CC	1200	1350	1500	1600	2250	
	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	8.505E-07	
Altura de la pared lateral	1.67	1.67	1.67	1.9	2.13	
Ancho del cuerpo	2.15	2.15	2.15	2.04	2.43	m
Altura de la pared frontal	1.67	1.67	1.67	1.9	2.13	m
Longitud del cuerpo	7.73	7.46	8.39	9.13	9.13	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	m
Temperatura lateral derecha	70	70	70	70	70	°C
Temperatura lado frontal	45	45	45	45	45	°C
Temperatura lado posterior	80	80	80	80	80	°C
Temperatura techo	90	90	90	90	90	°C
Temperatura lateral izquierda	87	87	87	87	87	°C
Area lateral	12.91	12.46	14.01	17.35	19.45	°C
Area frontal	3.59	3.59	3.59	3.88	5.18	m ²
Area posterior	3.59	3.59	3.59	3.88	5.18	m ²
Area techo	16.62	16.04	18.04	18.63	22.19	m ²
Pérdida pared lateral derecha	67683.67	65319.56	73462.61	90952.01	101961.99	W
	6.84	6.60	7.43	9.19	10.31	CC
	0.50%	0.43%	0.41%	0.45%	0.40%	
Pérdida pared lateral izquierda	100125.78	96628.50	108674.68	134547.09	150834.37	W
	10.12	9.77	10.99	13.60	15.25	W
	0.74%	0.63%	0.60%	0.66%	0.59%	W
Pérdida frontal	7785.46	7785.46	7785.46	8404.52	11223.16	W
	0.79	0.79	0.79	0.85	1.13	CC
	0.06%	0.05%	0.04%	0.04%	0.04%	
Pérdida posterior	23974.27	23974.27	23974.27	25880.59	34560.20	W
	2.42	2.42	2.42	2.62	3.49	W
	0.18%	0.16%	0.13%	0.13%	0.14%	W
Pérdida techo	136917.64	132135.27	148607.90	153441.35	182775.73	CC
	13.84	13.36	15.02	15.51	18.48	
	1.01%	0.87%	0.82%	0.76%	0.72%	W
Pérdida total	336486.82	325843.05	362504.92	413225.57	481355.46	CC
	34.07	32.84	36.65	41.77	48.66	
	2.49%	2.14%	2.01%	2.04%	1.90%	

DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN EN CALDERAS TUBOS DE HUMO

Aislamientos en buenas condiciones

Capacidad del equipo CC:	20	40	60	100	125	150	200	10	
	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	
Diámetro tapa posterior	0.81	0.81	1.12	1.12	1.53	1.53	1.53	0.81	m
Anchura tapa posterior	0.3	0.3	0.37	0.37	0.4	0.4	0.4	0.3	m
Diámetro del cuerpo	0.91	0.91	1.22	1.22	1.63	1.63	1.63	0.91	m
Longitud del cuerpo	1.4	2.55	2.15	3.65	2.95	3.55	4.35	1.4	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	23	23	23	°C
Temperatura cuerpo	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	°C
Temperatura tapa frontal	40	40	40	40	40	40	40	40	°C
Temperatura lado superior T.P.	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	°C
Temperatura lado inferior T.P.	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	°C
Temperatura anchura T.P.	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	°C
Area del cuerpo	4.00	7.29	8.24	13.99	15.11	18.18	22.28	4.00	m ²
Area tapa frontal tapas	0.52	0.52	0.99	0.99	1.84	1.84	1.84	0.52	m ²
Area anchura tapa posterior	0.76	0.76	1.30	1.30	1.92	1.92	1.92	0.76	m ²
Pérdida en el envolvente	8069.63	14698.26	16614.32	28205.78	30457.47	36852.21	44911.86	8069.63	W
	0.82	1.49	1.68	2.85	3.08	3.71	4.54	0.82	CC
	3.40%	3.10%	2.33%	2.38%	2.05%	2.06%	1.89%	6.80%	
Calor perdido en lado inferior T.P.	1466	1466	2804	2804	5232	5232	5232	1466	W
Calor perdido en lado superior T.P.	1320	1320	2524	2524	4710	4710	4710	1320	W
Calor perdido en anchura T.P.	4966	4966	8468	8468	12506	12506	12506	4966	W
Pérdida en la tapa posterior	7752	7752	13796	13796	22448	22448	22448	7752	W
	0.78	0.78	1.39	1.39	2.27	2.27	2.27	0.78	CC
	3.27%	1.63%	1.94%	1.16%	1.51%	1.26%	0.95%	6.53%	
Calor perdido frente T.F.	842	842	1610	1610	3004	3004	3004	842	W
Calor perdido en anchura T.F.	1248	1248	2127	2127	3142	3142	3142	1248	W
Pérdida en la tapa frontal	2090	2090	3737	3737	6146	6146	6146	2090	W
	0.21	0.21	0.38	0.38	0.62	0.62	0.62	0.21	CC
	0.88%	0.53%	0.63%	0.38%	0.50%	0.41%	0.31%	2.11%	
Pérdida total	17911.34	24539.96	34147.39	45738.78	59051.88	65246.62	73506.27	17911.34	W
	1.81	2.48	3.45	4.62	5.97	6.60	7.43	1.81	CC
	7.54%	5.17%	4.79%	3.85%	3.98%	3.66%	3.10%	15.09%	

DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN EN CALDERAS TUBOS DE HUMO

Aislamientos en buenas condiciones

Capacidad del equipo CC	250	300	350	400	500	600	700	800	
	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07
Diámetro tapa posterior	1.88	1.88	1.88	2.34	2.34	2.34	2.34	2.34	m
Anchura tapa posterior	0.43	0.43	0.43	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	m
Diámetro del cuerpo	1.98	1.98	1.98	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	m
Longitud del cuerpo	3.35	4.05	4.8	3.46	4.32	5.25	6.1	6.1	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	23	23	23	°C
Temperatura cuerpo	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	°C
Temperatura tapa frontal	40	40	40	40	40	40	40	40	°C
Temperatura lado superior T.P.	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	69.13	°C
Temperatura lado inferior T.P.	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	73.22	°C
Temperatura anchura T.P.	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	°C
Area del cuerpo	20.84	25.19	29.86	26.52	33.11	40.24	46.76	46.76	m2
Area tapa frontal tapas	2.78	2.78	2.78	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	m2
Area anchura tapa posterior	2.54	2.54	2.54	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	m2
Pérdida en el envolvente	42014.02	50793.07	60199.19	53474.92	66766.38	81139.69	94276.59	94276.59	W
	4.25	5.13	6.09	5.41	6.75	8.20	9.53	9.53	CC
	1.42%	1.43%	1.45%	1.13%	1.12%	1.14%	1.13%	0.99%	
Calor perdido en lado inferior T.P.	7899	7899	7899	12238	12238	12238	12238	12238	W
Calor perdido en lado superior T.P.	7112	7112	7112	11018	11018	11018	11018	11018	W
Calor perdido en anchura T.P.	16519	16519	16519	23908	23908	23908	23908	23908	W
Pérdida en la tapa posterior	31531	31531	31531	47164	47164	47164	47164	47164	W
	3.19	3.19	3.19	4.77	4.77	4.77	4.77	4.77	CC
	1.06%	0.89%	0.76%	0.99%	0.79%	0.66%	0.57%	0.50%	
Calor perdido frente T.F.	4536	4536	4536	7028	7028	7028	7028	7028	W
Calor perdido en anchura T.F.	4150	4150	4150	6006	6006	6006	6006	6006	W
Pérdida en la tapa frontal	8686	8686	8686	13034	13034	13034	13034	13034	W
	0.88	0.88	0.88	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	CC
	0.29%	0.29%	0.25%	0.33%	0.26%	0.22%	0.19%	0.16%	
Pérdida total	82230.86	91069.91	100416.04	113673.35	126964.78	141338.10	154475.01	154475.01	W
	8.31	9.20	10.15	11.49	12.84	14.29	15.62	15.62	CC
	2.77%	2.66%	2.42%	2.39%	2.14%	1.98%	1.86%	1.63%	

DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS POR CONVECCION Y RADIACION EN CALDERAS TUBOS DE HUMO

Aislamientos en malas condiciones

Capacidad del equipo CC:	20	40	60	100	125	150	200	10	
	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07
Diámetro tapa posterior	0.81	0.81	1.12	1.12	1.53	1.53	1.53	0.81	m
Anchura tapa posterior	0.3	0.3	0.37	0.37	0.4	0.4	0.4	0.3	m
Diámetro del cuerpo	0.91	0.91	1.22	1.22	1.63	1.63	1.63	0.91	m
Longitud del cuerpo	1.4	2.55	2.15	3.65	2.95	3.55	4.35	1.4	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	23	23	23	°C
Temperatura cuerpo	68	68	68	68	68	68	68	68	°C
Temperatura tapa frontal	40	40	40	40	40	40	40	40	°C
Temperatura lado superior T.P.	93	93	93	93	93	93	93	93	°C
Temperatura lado inferior T.P.	102	102	102	102	102	102	102	102	°C
Temperatura anchura T.P.	115	115	115	115	115	115	115	115	°C
Area del cuerpo	4.00	7.29	8.24	13.99	15.11	18.18	22.28	4.00	m2
Area tapa frontal tapas	0.52	0.52	0.99	0.99	1.84	1.84	1.84	0.52	m2
Area anchura tapa posterior	0.76	0.76	1.30	1.30	1.92	1.92	1.92	0.76	m2
Pérdida en el envolvente	19895.62	36238.45	40962.48	69540.96	75092.68	90365.77	110729.89	19895.62	W
	2.01	3.66	4.14	7.03	7.59	9.14	11.19	2.01	CC
	8.38%	7.63%	5.75%	5.86%	5.06%	5.08%	4.66%	16.76%	
Calor perdido en lado inferior T.P.	2651	2651	5069	5069	9459	9459	9459	2651	W
Calor perdido en lado superior T.P.	2250	2250	4302	4302	8028	8028	8028	2250	W
Calor perdido en anchura T.P.	9731	9731	16594	16594	24507	24507	24507	9731	W
Pérdida en la tapa posterior	14632	14632	25965	25965	41994	41994	41994	14632	W
	1.48	1.48	2.62	2.62	4.25	4.25	4.25	1.48	CC
	6.16%	3.08%	3.65%	2.19%	2.83%	2.36%	1.77%	12.33%	
Calor perdido frente T.F.	842	842	1610	1610	3004	3004	3004	842	W
Calor perdido en anchura T.F.	1248	1248	2127	2127	3142	3142	3142	1248	W
Pérdida en la tapa frontal	2090	2090	3737	3737	6146	6146	6146	2090	W
	0.21	0.21	0.38	0.38	0.62	0.62	0.62	0.21	CC
	0.88%	0.53%	0.63%	0.38%	0.50%	0.41%	0.31%	2.11%	
Pérdida total	36617.09	52959.92	70664.73	99243.21	123232.90	138505.98	158870.10	36617.09	W
	3.70	5.35	7.14	10.03	12.46	14.00	16.06	3.70	CC
	16.42%	11.15%	9.92%	8.36%	8.31%	7.78%	6.69%	30.85%	

DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN EN CALDERAS TUBOS DE HUMO

Aislamientos en malas condiciones

Capacidad del equipo CC	250	300	350	400	500	600	700	800	
	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	8.51E-07	
Diámetro tapa posterior	1.88	1.88	1.88	2.34	2.34	2.34	2.34	2.34	m
Anchura tapa posterior	0.43	0.43	0.43	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	m
Diámetro del cuerpo	1.98	1.98	1.98	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	m
Longitud del cuerpo	3.35	4.05	4.8	3.46	4.32	5.25	6.1	6.1	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	23	23	23	°C
Temperatura cuerpo	68	68	68	68	68	68	68	68	°C
Temperatura tapa frontal	40	40	40	40	40	40	40	40	°C
Temperatura lado superior T.P.	93	93	93	93	93	93	93	93	°C
Temperatura lado inferior T.P.	102	102	102	102	102	102	102	102	°C
Temperatura anchura T.P.	115	115	115	115	115	115	115	115	°C
Area del cuerpo	20.84	25.19	29.86	26.52	33.11	40.24	46.76	46.76	m2
Area tapa frontal tapas	2.78	2.78	2.78	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	m2
Area anchura tapa posterior	2.54	2.54	2.54	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	m2
Pérdida en el envolvente	103585.27	125229.95	148420.68	131842.04	164612.03	206049.34	232438.28	232438.28	W
	10.47	12.66	15.00	13.33	16.64	20.22	23.50	23.50	CC
	3.49%	3.52%	3.57%	2.78%	2.77%	2.81%	2.80%	2.45%	
Calor perdido en lado inferior T.P.	14282	14282	14282	22126	22126	22126	22126	22126	W
Calor perdido en lado superior T.P.	12121	12121	12121	18778	18778	18778	18778	18778	W
Calor perdido en anchura T.P.	32372	32372	32372	46852	46852	46852	46852	46852	W
Pérdida en la tapa posterior	58774	58774	58774	87755	87755	87755	87755	87755	W
	5.94	5.94	5.94	8.87	8.87	8.87	8.87	8.87	CC
	1.98%	1.65%	1.41%	1.85%	1.48%	1.23%	1.06%	0.92%	
Calor perdido frente T.F.	4536	4536	4536	7028	7028	7028	7028	7028	W
Calor perdido en anchura T.F.	4150	4150	4150	6006	6006	6006	6006	6006	W
Pérdida en la tapa frontal	8686	8686	8686	13034	13034	13034	13034	13034	W
	0.88	0.88	0.88	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	CC
	0.29%	0.29%	0.25%	0.33%	0.26%	0.22%	0.19%	0.16%	
Pérdida total	171045.88	192690.56	215881.29	232631.51	265401.50	309838.81	333227.75	333227.75	W
	17.29	19.48	21.82	23.52	26.83	30.41	33.69	33.69	CC
	5.76%	5.41%	5.20%	4.90%	4.47%	4.22%	4.01%	3.51%	

**DETERMINACIÓN DE TEMPERATURAS QUE JUSTIFICAN
LA SUSTITUCIÓN DE LOS AISLAMIENTOS**

TUBOS DE HUMO

Aislamientos dañados

Capacidad del equipo CC:	20	40	60	100	125	150	200	10	
	9E-07	8.5E-07	8.5E-07	8.5E-07	8.5E-07	8.5E-07	8.51E-07	9E-07	
% incremento promedio	38.0%	38.0%	38.0%	38.0%	38.0%	38.0%	38.0%	38.0%	
Diámetro tapa posterior	0.81	0.81	1.12	1.12	1.53	1.53	1.53	0.81	m
Anchura tapa posterior	0.3	0.3	0.37	0.37	0.4	0.4	0.4	0.3	m
Diámetro del cuerpo	0.91	0.91	1.22	1.22	1.63	1.63	1.63	0.91	m
Longitud del cuerpo	1.4	2.55	2.15	3.65	2.95	3.55	4.35	1.4	m
Temperatura cuarto calderas	23	23	23	23	23	23	23	23	°C
Temperatura cuerpo	62.24	62.24	62.24	62.24	62.24	62.24	62.24	62.24	°C
Temperatura tapa frontal	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	°C
Temperatura lado superior T.P.	86.64	86.64	86.64	86.64	86.64	86.64	86.64	86.64	°C
Temperatura lado inferior T.P.	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	93.09	°C
Temperatura anchura T.P.	102.81	102.81	102.81	102.81	102.81	102.81	102.81	102.81	°C
Area del cuerpo	4.00	7.29	8.24	13.99	15.11	18.18	22.28	4.00	m2
Area tapa frontal tapas	0.52	0.52	0.99	0.99	1.84	1.84	1.84	0.52	m2
Area anchura tapa posterior	0.76	0.76	1.30	1.30	1.92	1.92	1.92	0.76	m2
Pérdida en el envoltante	16863.16	30715.04	34719.05	58941.64	63647.18	76592.37	93852.62	16863.16	W
	1.70	3.11	3.51	5.96	6.43	7.74	9.49	1.70	CC
	7.10%	6.47%	4.87%	4.97%	4.29%	4.30%	3.95%	14.21%	
Calor perdido en lado inferior T.P.	2254	2254	4309	4309	8042	8042	8042	2254	W
Calor perdido en lado superior T.P.	1984	1984	3793	3793	7078	7078	7078	1984	W
Calor perdido en anchura T.P.	7966	7966	13586	13586	20064	20064	20064	7966	W
Pérdida en la tapa posterior	12204	12204	21688	21688	35184	35184	35184	12204	W
	1.23	1.23	2.19	2.19	3.56	3.56	3.56	1.23	CC
	5.14%	2.57%	3.05%	1.83%	2.37%	1.98%	1.48%	10.28%	
Calor perdido frente T.F.	842	842	1610	1610	3004	3004	3004	842	W
Calor perdido en anchura T.F.	1248	1248	2127	2127	3142	3142	3142	1248	W
Pérdida en la tapa frontal	2090	2090	3737	3737	6146	6146	6146	2090	W
	0.21	0.21	0.38	0.38	0.62	0.62	0.62	0.21	CC
	0.88%	0.53%	0.63%	0.38%	0.50%	0.41%	0.31%	2.11%	
Pérdida total	31156.99	45006.87	60144.30	84366.59	104977.20	117922.39	135182.64	31156.99	W
	3.15	4.55	6.06	8.63	10.61	11.92	13.67	3.15	CC
	13.12%	9.48%	8.44%	7.11%	7.07%	6.62%	6.69%	26.26%	

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
2200	CC				
24	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	18784041.6	18962089.3	19758028.9	16264231.1	20005004.3
80%	18314440.5	18488037.1	19264078.2	15857625.3	19504879.2
82%	17867746.8	18037109.4	18794222.6	15470854.0	19029150.4
84%	17442324.3	17607654.4	18346741.1	15102500.3	18576075.4
86%	17036688.9	17198174.1	17920072.7	14751279.4	18144073.6
88%	16649491.4	16807306.5	17512798.3	14416023.0	17731708.3
90%	16279502.7	16433810.8	17123625.0	14095667.0	17337670.4
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro					
	2504538.9	2528278.6	2634403.9	2168564.1	2667333.9

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
1800	CC				
24	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	15368761.3	15514436.7	16165660.0	13307098.2	16367730.8
80%	14984542.2	15126575.8	15761518.5	12974420.7	15958537.5
82%	14619065.6	14757634.9	15377091.2	12657971.4	15569304.9
84%	14270992.6	14406262.7	15010970.0	12356591.2	15198607.1
86%	13939109.1	14071233.3	14661877.7	12069228.6	14845151.2
88%	13622311.1	13751432.6	14328653.2	11794927.9	14507761.4
90%	13319593.1	13445845.2	14010238.7	11532818.4	14185366.7
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro					
	2049168.2	2068591.6	2155421.3	1774279.8	2182364.1

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
1400	CC				
24	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	11953481.0	12066784.1	12573291.1	10349965.2	12730457.3
80%	11654644.0	11765114.5	12258958.8	10091216.1	12412195.8
82%	11370384.4	11478160.5	11959959.8	9845088.9	12109459.3
84%	11099660.9	11204871.0	11675198.9	9610682.0	11821138.9
86%	10841529.3	10944292.6	11403682.6	9387177.8	11546228.7
88%	10595130.9	10695558.7	11144508.0	9173832.8	11283814.4
90%	10359683.5	10457879.6	10896852.3	8969969.9	11033063.0
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro	1593797.5	1608904.6	1676438.8	1379995.4	1697394.3

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
1000	CC				
24	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	8538200.7	8619131.5	8980922.2	7392832.3	9093183.8
80%	8324745.7	8403653.2	8756399.2	7208011.5	8865854.2
82%	8121703.1	8198686.1	8542828.5	7032206.4	8649613.8
84%	7928329.2	8003479.3	8339427.8	6864772.9	8443670.6
86%	7743949.5	7817351.8	8145487.6	6705127.0	8247306.2
88%	7567950.6	7639684.8	7960362.9	6552737.7	8059867.4
90%	7399773.9	7469914.0	7783465.9	6407121.3	7880759.3
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro	1138426.8	1149217.5	1197456.3	985711.0	1212424.5

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
800	CC				
24	Hr/día				
332	día/año				
					Kg / año
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTOLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL	42.6	42.2	40.5	49.2	40
MJ/Kg					
Eficiencia					
78%	6830560.6	6895305.2	7184737.8	5914265.9	7274547.0
80%	6659796.6	6722922.6	7005119.3	5766409.2	7092683.3
82%	6497362.5	6558948.9	6834262.8	5625765.1	6919691.1
84%	6342663.4	6402783.4	6671542.2	5491818.3	6754936.5
86%	6195159.6	6253881.5	6516390.1	5364101.6	6597845.0
88%	6054360.5	6111747.8	6368290.3	5242190.2	6447893.9
90%	5919819.2	5975931.2	6226772.7	5125697.1	6304607.4
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia					
potencial de ahorro	910741.4	919374.0	957965.0	788568.8	969939.6

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
700	CC				
24	Hr/día				
332	día/año				
					Kg / año
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTOLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL	42.6	42.2	40.5	49.2	40
MJ/Kg					
Eficiencia					
78%	5976740.5	6033392.1	6286645.6	5174982.6	6365228.6
80%	5827322.0	5882557.3	6129479.4	5045608.1	6206097.9
82%	5685192.2	5739080.3	5979979.9	4922544.4	6054729.7
84%	5549830.5	5602435.5	5837599.4	4805341.0	5910569.4
86%	5420764.6	5472146.3	5701841.3	4693588.9	5773114.3
88%	5297565.4	5347779.3	5572254.0	4586916.4	5641907.2
90%	5179841.8	5228939.8	5448426.2	4484984.9	5516531.5
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia					
potencial de ahorro	796898.7	804452.3	838219.4	689997.7	848697.2

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
600	CC				
24	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	5122920.4	5171478.9	5388553.3	4435699.4	5455910.3
80%	4994847.4	5042191.9	5253839.5	4324806.9	5319512.5
82%	4873021.9	4919211.6	5125697.1	4219323.8	5189768.3
84%	4756997.5	4802087.6	5003656.7	4118863.7	5066202.4
86%	4646369.7	4690411.1	4887292.6	4023076.2	4948383.7
88%	4540770.4	4583810.9	4776217.7	3931642.6	4835920.5
90%	4439864.4	4481948.4	4670079.6	3844272.8	4728455.6
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro	683056.1	689530.5	718473.8	591426.6	727454.7

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
500	CC				
24	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	4269100.4	4309565.8	4490461.1	3696416.2	4546591.9
80%	4162372.8	4201826.6	4378199.6	3604005.8	4432927.1
82%	4060851.6	4099343.0	4271414.2	3516103.2	4324806.9
84%	3964164.6	4001739.6	4169713.9	3432386.4	4221835.3
86%	3871974.7	3908675.9	4072743.8	3352563.5	4123653.1
88%	3783975.3	3819842.4	3980181.4	3276368.9	4029933.7
90%	3699887.0	3734957.0	3891733.0	3203560.7	3940379.6
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro	569213.4	574608.8	598728.1	492855.5	606212.3

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
400	CC				
24	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	3415280.3	3447652.6	3592368.9	2957132.9	3637273.5
80%	3329898.3	3361461.3	3502559.7	2883204.6	3546341.7
82%	3248681.2	3279474.4	3417131.4	2812882.5	3459845.5
84%	3171331.7	3201391.7	3335771.1	2745909.1	3377468.3
86%	3097579.8	3126940.7	3258195.0	2682050.8	3298922.5
88%	3027180.3	3055873.9	3184145.2	2621095.1	3223947.0
90%	2959909.6	2987965.6	3113386.4	2562848.5	3152303.7
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro	455370.7	459687.0	478982.5	394284.4	484969.8

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
350	CC				
24	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	2988370.2	3016696.0	3143322.8	2587491.3	3182614.3
80%	2913661.0	2941278.6	3064739.7	2522804.0	3103049.0
82%	2842596.1	2869540.1	2989990.0	2461272.2	3027364.8
84%	2774915.2	2801217.7	2918799.7	2402670.5	2955284.7
86%	2710382.3	2736073.1	2850920.7	2346794.4	2886557.2
88%	2648782.7	2673889.7	2786127.0	2293458.2	2820953.6
90%	2589920.9	2614469.9	2724213.1	2242492.5	2758265.7
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro	398449.4	402226.1	419109.7	344998.8	424348.6

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE						
300 24 332	CC Hr/día día/año					Kg / año
		DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg		42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia						
78%		2561460.2	2585739.5	2694276.7	2217849.7	2727955.1
80%		2497423.7	2521096.0	2626919.8	2162403.5	2659756.2
82%		2436510.9	2459605.8	2562848.5	2109661.9	2594884.1
84%		2378498.8	2401043.8	2501828.3	2059431.9	2533101.2
86%		2323184.8	2345205.6	2443646.3	2011538.1	2474191.9
88%		2270385.2	2291905.4	2388108.9	1965821.3	2417960.2
90%		2219932.2	2240974.2	2335039.8	1922136.4	2364227.8
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro						
		341528.0	344765.3	359236.9	295713.3	363727.4

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE						
250 24 332	CC Hr/día día/año					Kg / año
		DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg		42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia						
78%		2134550.2	2154782.9	2245230.6	1848208.1	2273295.9
80%		2081186.4	2100913.3	2189099.8	1802002.9	2216463.5
82%		2030425.8	2049671.5	2135707.1	1758051.6	2162403.5
84%		1982082.3	2000869.8	2084856.9	1716193.2	2110917.7
86%		1935987.4	1954338.0	2036371.9	1676281.7	2061826.5
88%		1891987.7	1909921.2	1990090.7	1638184.4	2014966.9
90%		1849943.5	1867478.5	1945866.5	1601780.3	1970189.8
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro						
		284606.7	287304.4	299364.1	246427.7	303106.1

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
200	CC				
18	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	1280730.1	1292869.7	1347138.3	1108924.8	1363977.6
80%	1248711.9	1260548.0	1313459.9	1081201.7	1329878.1
82%	1218255.5	1229802.9	1281424.3	1054831.0	1297442.1
84%	1189249.4	1200521.9	1250914.2	1029715.9	1266550.6
86%	1161592.4	1172602.8	1221823.1	1005769.0	1237095.9
88%	1135192.6	1145952.7	1194054.4	982910.7	1208980.1
90%	1109966.1	1120487.1	1167519.9	961068.2	1182113.9
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro					
	170764.0	172382.6	179618.4	147856.6	181863.7

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
150	CC				
18	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	960547.6	969652.3	1010353.8	831693.6	1022983.2
80%	936533.9	945411.0	985094.9	810901.3	997408.6
82%	913691.6	922352.2	961068.2	791123.2	973081.6
84%	891937.0	900391.4	938185.6	772286.9	949912.9
86%	871194.3	879452.1	916367.4	754326.8	927821.9
88%	851394.4	859464.5	895540.8	737183.0	906735.1
90%	832474.6	840365.3	875639.9	720801.2	886585.4
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro					
	128073.0	129287.0	134713.8	110892.5	136397.8

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE						
125 18 332	CC Hr/día día/año					Kg / año
		DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTOLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg		42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia						
78%		800456.3	808043.6	841961.5	693078.0	852486.0
80%		780444.9	787842.5	820912.4	675751.1	831173.8
82%		761409.7	768626.8	800890.2	659269.3	810901.3
84%		743280.9	750326.2	781821.4	643572.5	791594.1
86%		725995.3	732876.7	763639.5	628605.7	773185.0
88%		709495.4	716220.4	746284.0	614319.2	755612.6
90%		693728.8	700304.4	729699.9	600667.6	738821.2
		Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro				
		106727.5	107739.1	112261.5	92410.4	113664.8

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE						
100 18 332	CC Hr/día día/año					Kg / año
		DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTOLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg		42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia						
78%		640365.1	646434.9	673569.2	554462.4	681988.8
80%		624355.9	630274.0	656729.9	540600.9	664939.1
82%		609127.7	614901.5	640712.1	527415.5	648721.0
84%		594624.7	600260.9	625457.1	514858.0	633275.3
86%		580796.2	586301.4	610911.6	502884.5	618548.0
88%		567596.3	572976.4	597027.2	491455.3	604490.1
90%		554983.0	560243.5	583759.9	480534.1	591056.9
		Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia potencial de ahorro				
		85382.0	86191.3	89809.2	73928.3	90931.8

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
60	CC				
18	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	384219.0	387860.9	404141.5	332677.5	409193.3
80%	374613.6	378164.4	394038.0	324360.5	398963.4
82%	365476.6	368940.9	384427.3	316449.3	389232.6
84%	356774.8	360156.6	375274.3	308914.8	379965.2
86%	348477.7	351780.8	366546.9	301730.7	371128.8
88%	340557.8	343785.8	358216.3	294873.2	362694.0
90%	332989.8	336146.1	350256.0	288320.5	354634.2
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia					
	51229.2	51714.8	53885.5	44357.0	54559.1

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE					
40	CC				
9	Hr/día				Kg / año
332	día/año				
	DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg	42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia					
78%	128073.0	129287.0	134713.8	110892.5	136397.8
80%	124871.2	126054.8	131346.0	108120.2	132987.8
82%	121825.5	122980.3	128142.4	105483.1	129744.2
84%	118924.9	120052.2	125091.4	102971.6	126655.1
86%	116159.2	117260.3	122182.3	100576.9	123709.6
88%	113519.3	114595.3	119405.4	98291.1	120898.0
90%	110996.6	112048.7	116752.0	96106.8	118211.4
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia					
	17076.4	17238.3	17961.8	14785.7	18186.4

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE						
20 5 332	CC Hr/día día/año				Kg / año	
		DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg		42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia						
78%		35575.8	35913.0	37420.5	30803.5	37888.3
80%		34686.4	35015.2	36485.0	30033.4	36941.1
82%		33840.4	34161.2	35595.1	29300.9	36040.1
84%		33034.7	33347.8	34747.6	28603.2	35182.0
86%		32266.5	32572.3	33939.5	27938.0	34363.8
88%		31533.1	31832.0	33168.2	27303.1	33582.8
90%		30832.4	31124.6	32431.1	26696.3	32836.5
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia						potencial de ahorro
		4743.4	4788.4	4989.4	4107.1	5051.8

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE						
10 3 332	CC Hr/día día/año				Kg / año	
		DIESEL	GASÓLEO	COMBUSTÓLEO	GAS L.P.	GAS NATURAL
PCI REAL MJ/Kg		42.6	42.2	40.5	49.2	40
Eficiencia						
78%		10672.8	10773.9	11226.2	9241.0	11366.5
80%		10405.9	10504.6	10945.5	9010.0	11082.3
82%		10152.1	10248.4	10678.5	8790.3	10812.0
84%		9910.4	10004.3	10424.3	8581.0	10554.6
86%		9679.9	9771.7	10181.9	8381.4	10309.1
88%		9459.9	9549.6	9950.5	8190.9	10074.8
90%		9249.7	9337.4	9729.3	8008.9	9850.9
Diferencia de consumo entre 78 % y 90 % de eficiencia						potencial de ahorro
		1423.0	1436.5	1496.8	1232.1	1515.5

BACHARACH
 MODELO CA300NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: YFO 541

HORA: 16:03

FECHA: 01/07/97

COMBUTIBLE:
 GAS NATURAL

TMP PRIMARIA(C) 19

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEA(C) 243

% OXIGENO: 4.3

%EXECSO DE AIR: 23

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 9.4

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 15

PPM NOX: 115

PPM DIOXIDO
 DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 79.4

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 20.6

ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
 MODELO CA300NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: YFO 541

HORA: 16:05

FECHA: 01/07/97

COMBUTIBLE:
 GAS NATURAL

TMP PRIMARIA(C) 19

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEA(C) 234

% OXIGENO: 4.4

%EXECSO DE AIR: 23

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 9.3

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 0

PPM NOX: 107

PPM DIOXIDO
 DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 79.8

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 20.2

ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
 MODELO CA300NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: YFO 541

HORA: 16:07

FECHA: 01/07/97

COMBUTIBLE:
 GAS NATURAL

TMP PRIMARIA(C) 19

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEA(C) 224

% OXIGENO: 4.8

%EXECSO DE AIR: 26

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 9.1

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 0

PPM NOX: 95

PPM DIOXIDO
 DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 80.1

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 19.9

ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: BQ1012

TIME: 11:53

DATE: 06/21/97

FUEL: NATURAL GAS

PRIMARY TEMP <F> 122

STACK TEMP <F> 371

% OXYGEN: 4.9

% EXCESS AIR: 27

% CARBON -
DIOXIDE: 9.0

PPM CARBON -
MONOXIDE: 7

PPM NOX: 43

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 6

% EFFICIENCY: 83.5

% STACK LOSS: 16.5

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: BQ1012

TIME: 11:57

DATE: 06/21/97

FUEL: NATURAL GAS

PRIMARY TEMP <F> 122

STACK TEMP <F> 369

% OXYGEN: 4.9

% EXCESS AIR: 27

% CARBON -
DIOXIDE: 9.0

PPM CARBON -
MONOXIDE: 6

PPM NOX: 43

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 5

% EFFICIENCY: 83.5

% STACK LOSS: 16.5

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: BQ1012

TIME: 10:20

DATE: 06/21/97

FUEL: NATURAL GAS

PRIMARY TEMP <F> 122

STACK TEMP <F> 124

% OXYGEN: 5.7

% EXCESS AIR: 33

% CARBON -
DIOXIDE: 8.6

PPM CARBON -
MONOXIDE: 43

PPM NOX: 35

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 2

% EFFICIENCY: 90.4

% STACK LOSS: 9.6

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: XG0507

TIME: 14:31

DATE: 02/24/97

FUEL: NATURAL GAS

PRIMARY TEMP <F> 74

STACK TEMP <F> 299

% OXYGEN: 4.5

% EXCESS AIR: 24

% CARBON -
 DIOXIDE: 9.3

PPM CARBON -
 MONOXIDE: 66

PPM NOX: 33

PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 0

% EFFICIENCY: 84.2

% STACK LOSS: 15.8

TEST PERFORMED BY:

 COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: UG0512

TIME: 01:29

DATE: 01/24/97

FUEL: NATURAL GAS

PRIMARY TEMP <C> 24

STACK TEMP <C> 141

% OXYGEN: 4.6

% EXCESS AIR: 25

% CARBON -
 DIOXIDE: 9.2

PPM CARBON -
 MONOXIDE: 19

PPM NOX: 40

PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 0

% EFFICIENCY: 84.7

% STACK LOSS: 15.3

TEST PERFORMED BY:

 COMMENTS

BACHAPACH
 MODELO CA300MSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

WPO. IDENTIFICACION:

SEP NO: UK0526

HORA: 11:39

FECHA: 07/22/97

COMBUSTIBLE:
 GAS NATURAL

TEMP PRIMARIA(C) 27

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEA(C) 179

% OXIGENO: 4.9

NECESO DE AIR: 27

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 9.3

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 13

PPM NOX: 55

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 82.3

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 17.2

ENCARGO EFECTUADO POR

BACHAPACH
 MODELO CA300MSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

WPO. IDENTIFICACION:

SEP NO: UK0526

HORA: 11:38

FECHA: 07/22/97

COMBUSTIBLE:
 GAS NATURAL

TEMP PRIMARIA(C) 27

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEA(C) 177

% OXIGENO: 4.9

NECESO DE AIR: 27

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 9.3

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 13

PPM NOX: 55

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 82.9

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 17.1

ENCARGO EFECTUADO POR

BACHAPACH
 MODELO CA300MSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

WPO. IDENTIFICACION:

SEP NO: UK0526

HORA: 11:36

FECHA: 07/22/97

COMBUSTIBLE:
 GAS NATURAL

TEMP PRIMARIA(C) 27

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEA(C) 177

% OXIGENO: 4.9

NECESO DE AIR: 27

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 9.3

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 13

PPM NOX: 55

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 82.1

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 16.7

ENCARGO EFECTUADO POR

BACHAPACH
 MODELO CA300MSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

WPO. IDENTIFICACION:

SEP NO: UK0526

HORA: 11:57

FECHA: 07/22/97

COMBUSTIBLE:
 GAS NATURAL

TEMP PRIMARIA(C) 27

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEA(C) 177

% OXIGENO: 4.5

NECESO DE AIR: 25

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 9.2

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 25

PPM NOX: 49

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 83.0

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 17.0

ENCARGO EFECTUADO POR

BACHMACH MODEL CA300NSX ***** COMBUSTION ANALYZER	BACHMACH MODEL CA300NSX ***** COMBUSTION ANALYZER	BACHMACH MODEL CA300NSX ***** COMBUSTION ANALYZER	BACHMACH MODEL CA300NSX ***** COMBUSTION ANALYZER
ID: _____	ID: _____	ID: _____	ID: _____
SER NO: U60512	SER NO: U60512	SER NO: U60512	SER NO: U60512
TIME: 12:58	TIME: 13:00	TIME: 13:01	TIME: 13:03
DATE: 07/28/97	DATE: 07/28/97	DATE: 07/28/97	DATE: 07/28/97
FUEL: NATURAL GAS	FUEL: NATURAL GAS	FUEL: NATURAL GAS	FUEL: NATURAL GAS
PRIMARY TEMP (C) 27	PRIMARY TEMP (C) 27	PRIMARY TEMP (C) 27	PRIMARY TEMP (C) 27
STACK TEMP (C) 181	STACK TEMP (C) 185	STACK TEMP (C) 187	STACK TEMP (C) 187
% OXYGEN: 4.8	% OXYGEN: 4.7	% OXYGEN: 4.6	% OXYGEN: 4.3
% EXCESS AIR: 26	% EXCESS AIR: 25	% EXCESS AIR: 25	% EXCESS AIR: 23
% CARBON - DIOXIDE: 9.1	% CARBON - DIOXIDE: 9.1	% CARBON - DIOXIDE: 9.2	% CARBON - DIOXIDE: 9.4
PPM CARBON - MONOXIDE: 26	PPM CARBON - MONOXIDE: 26	PPM CARBON - MONOXIDE: 26	PPM CARBON - MONOXIDE: 28
PPM NOX: 0	PPM NOX: 10	PPM NOX: 12	PPM NOX: 12
PPM SULFUR - DIOXIDE: 0	PPM SULFUR - DIOXIDE: 0	PPM SULFUR - DIOXIDE: 0	PPM SULFUR - DIOXIDE: 0
% EFFICIENCY: 82.7	% EFFICIENCY: 82.5	% EFFICIENCY: 82.5	% EFFICIENCY: 82.6
% STACK LOSS: 17.3	% STACK LOSS: 17.5	% STACK LOSS: 17.5	% STACK LOSS: 17.4
TEST PERFORMED BY:	TEST PERFORMED BY:	TEST PERFORMED BY:	TEST PERFORMED BY:

BACHARACH
 MODELO CAS00NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 13:54

FECHA: 06/02/97

COMBUTIBLE:
 PROPANO LIQUIDO

TEMP PRIMARIA<> 124

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEAS<> 153

% OXIGENO: 5.1

% OXO DE AIR: 22

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.1

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 22

PPM NOX: 99

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 1

% RENDIMIENTO: 99.5

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 9.4

ENSAYO EFECTUADO POR

OBSERVACIONES:

BACHARACH
 MODELO CAS00NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 13:57

FECHA: 06/02/97

COMBUTIBLE:
 PROPANO LIQUIDO

TEMP PRIMARIA<> 124

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEAS<> 162

% OXIGENO: 5.1

% OXO DE AIR: 23

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 10.4

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 23

PPM NOX: 105

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 99.5

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 9.5

ENSAYO EFECTUADO POR

OBSERVACIONES:

BACHARACH
 MODELO CAS00NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 13:59

FECHA: 06/02/97

COMBUTIBLE:
 PROPANO LIQUIDO

TEMP PRIMARIA<> 124

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEAS<> 153

% OXIGENO: 7.9

% OXO DE AIR: 15

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 9.2

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 9

PPM NOX: 72

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 99.5

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 9.5

ENSAYO EFECTUADO POR

OBSERVACIONES:

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: BQ1012

TIME: 04:00

DATE: 06/26/97

FUEL: LIQUID PROPANE

PRIMRY TEMP <F> 79

STACK TEMP <F> 377

% OXYGEN: 6.5

% EXCESS AIR: 40

% CARBON -
DIOXIDE: 9.5

PPM CARBON -
MONOXIDE: 0

PPM NOX: 83

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 2

% EFFICIENCY: 84.1

% STACK LOSS: 15.9

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: BQ1012

TIME: 03:58

DATE: 06/26/97

FUEL: LIQUID PROPANE

PRIMRY TEMP <F> 79

STACK TEMP <F> 397

% OXYGEN: 5.6

% EXCESS AIR: 33

% CARBON -
DIOXIDE: 10.1

PPM CARBON -
MONOXIDE: 0

PPM NOX: 83

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 2

% EFFICIENCY: 83.9

% STACK LOSS: 16.1

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: BQ1012

TIME: 03:51

DATE: 06/26/97

FUEL: LIQUID PROPANE

PRIMRY TEMP <F> 79

STACK TEMP <F> 414

% OXYGEN: 5.0

% EXCESS AIR: 28

% CARBON -
DIOXIDE: 10.5

PPM CARBON -
MONOXIDE: 3

PPM NOX: 101

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 3

% EFFICIENCY: 83.8

% STACK LOSS: 16.2

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH MODELO C4300NSX ***** CALIFICADOR DE COMBUSTION	BACHARACH MODELO C4300NSX ***** CALIFICADOR DE COMBUSTION	BACHARACH MODELO C4300NSX ***** CALIFICADOR DE COMBUSTION	BACHARACH MODELO C4300NSX ***** CALIFICADOR DE COMBUSTION
IDENTIFICACION:	IDENTIFICACION:	IDENTIFICACION:	IDENTIFICACION:
IDENT: UK0526	IDENT: UK0526	IDENT: UK0526	IDENT: UK0526
HR: 14:19	HR: 14:19	HR: 14:16	HR: 14:21
FECHA: 06/03/97	FECHA: 06/03/97	FECHA: 06/03/97	FECHA: 06/03/97
COMBUSTIBLE: PROPANO LIQUIDO	COMBUSTIBLE: PROPANO LIC LIQ	COMBUSTIBLE: PROPANO LIQUIDO	COMBUSTIBLE: PROPANO LIQUIDO
TEMP PRIMARIA(C) 35	TEMP PRIMARIA(C) 35	TEMP PRIMARIA(C) 35	TEMP PRIMARIA(C) 35
TEMPERATURE DE LA CHIMENE(A)C) 161	TEMPERATURE DE LA CHIMENE(A)C) 169	TEMPERATURE DE LA CHIMENE(A)C) 165	TEMPERATURE DE LA CHIMENE(A)C) 165
% OXIGENO: 5.2	% OXIGENO: 5.2	% OXIGENO: 5.2	% OXIGENO: 5.4
NECESO DE AIR: 19	NECESO DE AIR: 23	NECESO DE AIR: 21	NECESO DE AIR: 21
% DIOXIDO DE CARBONO: 18.4	% DIOXIDO DE CARBONO: 18.5	% DIOXIDO DE CARBONO: 18.5	% DIOXIDO DE CARBONO: 18.0
PPM MONOXIDO DE CARBONO: 0	PPM MONOXIDO DE CARBONO: 0	PPM MONOXIDO DE CARBONO: 0	PPM MONOXIDO DE CARBONO: 0
PPM NOX: 102	PPM NOX: 114	PPM NOX: 111	PPM NOX: 124
PPM DIOXIDO DE AZUFRE: 0	PPM DIOXIDO DE AZUFRE: 0	PPM DIOXIDO DE AZUFRE: 0	PPM DIOXIDO DE AZUFRE: 0
% RENDIMIENTO: 85.4	% RENDIMIENTO: 86.5	% RENDIMIENTO: 86.3	% RENDIMIENTO: 86.1
PERDIDA POR LA CHIMINEA: 13.5	PERDIDA POR LA CHIMINEA: 13.1	PERDIDA POR LA CHIMINEA: 17.0	PERDIDA POR LA CHIMINEA: 13.7
ENSAYO EFECTUADO POR	ENSAYO EFECTUADO POR	ENSAYO EFECTUADO POR	ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: B01012

TIME: 12:30

DATE: 09/23/97

FUEL: FUEL OIL #6

PRIMARY TEMP <F> 73

STACK TEMP <F> 468

% OXYGEN: 4.3

% EXCESS AIR: 24

% CARBON -
DIOXIDE: 13.1

PPM CARBON -
MONOXIDE: 7

PPM NOX: 385

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 1525

% EFFICIENCY: 85.3

% STACK LOSS: 14.7

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: B01012

TIME: 12:23

DATE: 09/23/97

FUEL: FUEL OIL #6

PRIMARY TEMP <F> 73

STACK TEMP <F> 401

% OXYGEN: 6.8

% EXCESS AIR: 45

% CARBON -
DIOXIDE: 11.1

PPM CARBON -
MONOXIDE: 1

PPM NOX: 368

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 684

% EFFICIENCY: 85.7

% STACK LOSS: 14.3

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: B01012

TIME: 12:32

DATE: 09/23/97

FUEL: FUEL OIL #6

PRIMARY TEMP <F> 73

STACK TEMP <F> 515

% OXYGEN: 5.6

% EXCESS AIR: 34

% CARBON -
DIOXIDE: 12.1

PPM CARBON -
MONOXIDE: 23

PPM NOX: 375

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 1591

% EFFICIENCY: 83.3

% STACK LOSS: 16.7

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

MODEL CA390NSX

ANALIZADOR DE
COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 15:35

FECHA: 02/07/97

COMBUSTIBLE:
ACEITE COMBUSTIBLE #6

TMP PRIMARIA<> 21

TEMPERATURE DE LA
CHIMINEA<> 198

% OXIGENO: 5.4

%EXCESO DE AIR: 32

% DIOXIDO DE
CARBONO: 12.2

PPM MONOXIDO DE
CARBONO: 29

PPM NOX: 274

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 1913

% RENDIMIENTO: 86.7

PERDIDA POR LA
CHIMINEA: 13.3

ENSAYO EFECTUADO POR

SACMATACH
MODEL CA390NSX
ANALIZADOR DE
COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 15:26

FECHA: 02/07/97

COMBUSTIBLE:
ACEITE COMBUSTIBLE #6

TMP PRIMARIA<> 21

TEMPERATURE DE LA
CHIMINEA<> 195

% OXIGENO: 5.3

%EXCESO DE AIR: 31

% DIOXIDO DE
CARBONO: 12.3

PPM MONOXIDO DE
CARBONO: 24

PPM NOX: 276

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 1981

% RENDIMIENTO: 86.9

PERDIDA POR LA
CHIMINEA: 13.1

ENSAYO EFECTUADO POR

SACMATACH
MODEL CA390NSX
ANALIZADOR DE
COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 15:04

FECHA: 02/07/97

COMBUSTIBLE:
ACEITE COMBUSTIBLE #6

TMP PRIMARIA<> 21

TEMPERATURE DE LA
CHIMINEA<> 189

% OXIGENO: 5.7

%EXCESO DE AIR: 35

% DIOXIDO DE
CARBONO: 12.0

PPM MONOXIDO DE
CARBONO: 18

PPM NOX: 248

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 665

% RENDIMIENTO: 87.9

PERDIDA POR LA
CHIMINEA: 12.1

ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
 MODELO CA300HSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION
 IDENTIFICACION:

 SEP NO: UK0526
 HORA: 17:23
 FECHA: 01/24/97
 COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #6
 IMP PRIMARIA<> 32
 TEMPERATURE DE LA
 CHIMINEA<> 153
 % OXIGENO: 5.1
 EXCESO DE AIR: 39
 % DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.7
 PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 13
 PPM NOX: 214
 PPM DIOXIDO
 DE AZUFRE: 2229
 % RENDIMIENTO: 89.1
 PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 10.9
 ENSAYO EFECTUADO POR

 OBSERVACIONES:

BACHARACH
 MODELO CA300HSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION
 IDENTIFICACION:

 SEP NO: UK0526
 HORA: 17:12
 FECHA: 01/24/97
 COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #6
 IMP PRIMARIA<> 32
 TEMPERATURE DE LA
 CHIMINEA<> 168
 % OXIGENO: 5.4
 EXCESO DE AIR: 32
 % DIOXIDO DE
 CARBONO: 12.2
 PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 42
 PPM NOX: 247
 PPM DIOXIDO
 DE AZUFRE: 2225
 % RENDIMIENTO: 88.6
 PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 11.4
 ENSAYO EFECTUADO POR

 OBSERVACIONES:

BACHARACH
 MODELO CA300HSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION
 IDENTIFICACION:

 SEP NO: UK0526
 HORA: 16:58
 FECHA: 01/24/97
 COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #6
 IMP PRIMARIA<> 32
 TEMPERATURE DE LA
 CHIMINEA<> 159
 % OXIGENO: 5.4
 EXCESO DE AIR: 32
 % DIOXIDO DE
 CARBONO: 12.2
 PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 35
 PPM NOX: 237
 PPM DIOXIDO
 DE AZUFRE: 2191
 % RENDIMIENTO: 89.0
 PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 11.0
 ENSAYO EFECTUADO POR

 OBSERVACIONES:

BACHARACH
 MODEL C4300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

BACHARACH
 MODEL C4300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

BACHARACH
 MODEL C4300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

ID: -----

ID: -----

SER NO: U60512

SER NO: U60512

SER NO: U60512

TIME: 12:28

TIME: 12:34

TIME: 12:31

DATE: 05/29/97

DATE: 05/29/97

DATE: 05/29/97

FUEL: FUEL OIL #2

FUEL: FUEL OIL #2

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMRY TEMP (C) 23

PRIMRY TEMP (C) 23

PRIMRY TEMP (C) 23

STACK TEMP (C) 150

STACK TEMP (C) 173

STACK TEMP (C) 169

% OXYGEN: 5.0

% OXYGEN: 5.9

% OXYGEN: 5.3

% EXCESS AIR: 29

% EXCESS AIR: 36

% EXCESS AIR: 31

% CARBON -
 DIOXIDE: 11.9

% CARBON -
 DIOXIDE: 11.2

% CARBON -
 DIOXIDE: 11.6

PPM CARBON -
 MONOXIDE: 44

PPM CARBON -
 MONOXIDE: 49

PPM CARBON -
 MONOXIDE: 50

PPM NOX: 138

PPM NOX: 146

PPM NOX: 152

PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 377

PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 411

PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 400

% EFFICIENCY: 88.3

% EFFICIENCY: 86.9

% EFFICIENCY: 87.3

% STACK LOSS: 11.7

% STACK LOSS: 13.1

% STACK LOSS: 12.7

TEST PERFORMED BY:

TEST PERFORMED BY:

TEST PERFORMED BY:

 COMMENTS

 COMMENTS

 COMMENTS

BACHARACH
MODEL CA300NSX

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 09:24

DATE: 05/26/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMRY TEMP <C> 17

STACK TEMP <C> 151

% OXYGEN: 5.5

% EXCESS AIR: 33

% CARBON -
DIOXIDE: 11.5PPM CARBON -
MONOXIDE: 31

PPM NOX: 92

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 0

% EFFICIENCY: 87.8

% STACK LOSS: 12.2

TEST PERFORMED BY:

BACHWFACH
MODEL CA300NSX

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 09:27

DATE: 05/26/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMRY TEMP <C> 17

STACK TEMP <C> 164

% OXYGEN: 5.6

% EXCESS AIR: 33

% CARBON -
DIOXIDE: 11.4PPM CARBON -
MONOXIDE: 38

PPM NOX: 106

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 0

% EFFICIENCY: 87.2

% STACK LOSS: 12.8

TEST PERFORMED BY:

BACHARACH
MODEL CA300NSX

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 09:19

DATE: 05/26/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMRY TEMP <C> 17

STACK TEMP <C> 175

% OXYGEN: 4.5

% EXCESS AIR: 25

% CARBON -
DIOXIDE: 12.2PPM CARBON -
MONOXIDE: 35

PPM NOX: 114

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 0

% EFFICIENCY: 87.1

% STACK LOSS: 12.9

TEST PERFORMED BY:

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 14:38

DATE: 05/27/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMRY TEMP <C> 25

STACK TEMP <C> 195

% OXYGEN: 5.5

% EXCESS AIR: 33

% CARBON -
 DIOXIDE: 11.5

PPM CARBON -
 MONOXIDE: 50

PPM NOX: 136

PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 0

% EFFICIENCY: 86.1

% STACK LOSS: 13.9

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 14:36

DATE: 05/27/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMRY TEMP <C> 25

STACK TEMP <C> 192

% OXYGEN: 5.2

% EXCESS AIR: 30

% CARBON -
 DIOXIDE: 11.7

PPM CARBON -
 MONOXIDE: 46

PPM NOX: 130

PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 0

% EFFICIENCY: 86.4

% STACK LOSS: 13.6

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 14:33

DATE: 05/27/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMRY TEMP <C> 25

STACK TEMP <C> 193

% OXYGEN: 5.9

% EXCESS AIR: 36

% CARBON -
 DIOXIDE: 11.2

PPM CARBON -
 MONOXIDE: 54

PPM NOX: 124

PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 1

% EFFICIENCY: 87.7

% STACK LOSS: 12.5

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODELO CA300NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NUM. IDENTIFICACION:
 F. ALTO

SER. NO: 100526

HORA: 14:14

FECHA: 07/25/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TEMP. PRIMARIA(C) 23

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENE(A)C) 167

% OXIGENO: 5.6

% VOLUMEN DE AIRE: 33

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.4

PPM MONITOREADO DE
 CARBONO: 0

PPM NOX: 133

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 87.3

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 12.7

ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
 MODELO CA300NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NUM. IDENTIFICACION:
 F. MEDIO

SER. NO: 100526

HORA: 14:12

FECHA: 07/25/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TEMP. PRIMARIA(C) 23

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENE(A)C) 162

% OXIGENO: 6.2

% VOLUMEN DE AIRE: 39

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.0

PPM MONITOREADO DE
 CARBONO: 0

PPM NOX: 127

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 0

% RENDIMIENTO: 87.4

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 12.6

ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
 MODELO CA300NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NUM. IDENTIFICACION:
 F. BASSO

SER. NO: 100526

HORA: 14:52

FECHA: 07/25/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TEMP. PRIMARIA(C) 23

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENE(A)C) 133

% OXIGENO: 6.1

% VOLUMEN DE AIRE: 38

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.0

PPM MONITOREADO DE
 CARBONO: 0

PPM NOX: 131

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 9

% RENDIMIENTO: 88.8

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 11.2

ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
 MODELO CA300NSX
 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 13:08

FECHA: 02/25/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TEMP PRIMARIA(C) 24

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEAC) 165

% OXIGENO: 4.6

%EXCESO DE AIR: 26

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 12.2

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 14

PPM NOX: 114

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 6

% RENDIMIENTO: 87.8

PERDIDA POR LA

CHIMINEA: 12.2

ENSAYO EFECTUADO POR

SACHARACH
 MODELO CA300NSX
 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION

SER NO: UK0526

HORA: 13:02

FECHA: 02/25/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TEMP PRIMARIA(C) 24

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEAC) 141

% OXIGENO: 5.8

%EXCESO DE AIR: 29

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.9

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 9

PPM NOX: 112

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 3

% RENDIMIENTO: 88.8

PERDIDA POR LA

CHIMINEA: 11.2

ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
 MODELO CA300NSX
 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 13:00

FECHA: 02/25/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TEMP PRIMARIA(C) 24

TEMPERATURE DE LA
 CHIMENEAC) 112

% OXIGENO: 6.2

%EXCESO DE AIR: 39

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.0

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 8

PPM NOX: 109

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 4

% RENDIMIENTO: 89.8

PERDIDA POR LA

CHIMINEA: 10.2

ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
MODEL C0300NSY

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 12:43

DATE: 01/31/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMARY TEMP (C) 32

STACK TEMP (C) 173

% OXYGEN: 6.4

% EXCESS AIR: 40

% CARBON -
DIOXIDE: 10.8PPM CARBON -
MONOXIDE: 19

PPM NOX: 127

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 329

% EFFICIENCY: 97.1

% STACK LOSS: 12.9

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
MODEL C0300NSY

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 12:46

DATE: 01/31/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMARY TEMP (C) 32

STACK TEMP (C) 178

% OXYGEN: 4.4

% EXCESS AIR: 24

% CARBON -
DIOXIDE: 12.3PPM CARBON -
MONOXIDE: 23

PPM NOX: 128

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 417

% EFFICIENCY: 97.6

% STACK LOSS: 12.4

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
MODEL C0300NSY

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 12:50

DATE: 01/31/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMARY TEMP (C) 32

STACK TEMP (C) 192

% OXYGEN: 4.0

% EXCESS AIR: 21

% CARBON -
DIOXIDE: 12.6PPM CARBON -
MONOXIDE: 32

PPM NOX: 129

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 372

% EFFICIENCY: 97.2

% STACK LOSS: 12.8

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

 ID: -----
 SER NO: UG0512
 TIME: 01:09
 DATE: 01/31/97
 FUEL: FUEL OIL #2
 PRIMRY TEMP (C) 36
 STACK TEMP (C) 172
 % OXYGEN: 4.0
 % EXCESS AIR: 21
 % CARBON -
 DIOXIDE: 12.6
 PPM CARBON -
 MONOXIDE: 25
 PPM NOX: 119
 PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 411
 % EFFICIENCY: 89.2
 % STACK LOSS: 11.8
 TEST PERFORMED BY:

 COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

 ID: -----
 SER NO: UG0512
 TIME: 01:12
 DATE: 01/31/97
 FUEL: FUEL OIL #2
 PRIMRY TEMP (C) 36
 STACK TEMP (C) 189
 % OXYGEN: 6.7
 % EXCESS AIR: 43
 % CARBON -
 DIOXIDE: 19.6
 PPM CARBON -
 MONOXIDE: 29
 PPM NOX: 125
 PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 469
 % EFFICIENCY: 86.9
 % STACK LOSS: 13.1
 TEST PERFORMED BY:

 COMMENTS

BACHARACH
 MODEL CA300NSX

 COMBUSTION ANALYZER

 ID: -----
 SER NO: UG0512
 TIME: 01:14
 DATE: 01/31/97
 FUEL: FUEL OIL #2
 PRIMRY TEMP (C) 36
 STACK TEMP (C) 184
 % OXYGEN: 6.1
 % EXCESS AIR: 39
 % CARBON -
 DIOXIDE: 11.9
 PPM CARBON -
 MONOXIDE: 28
 PPM NOX: 121
 PPM SULFUR -
 DIOXIDE: 462
 % EFFICIENCY: 87.0
 % STACK LOSS: 13.8
 TEST PERFORMED BY:

 COMMENTS

BACHARACH
MODEL CATOANSX

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 12:54

DATE: 01/31/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMARY TEMP (C) 32

STACK TEMP (C) 178

% OXYGEN: 4.0

% EXCESS AIR: 21

% CARBON -
DIOXIDE: 12.6PPM CARBON -
MONOXIDE: 31

PPM NOX: 132

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 237

% EFFICIENCY: 87.8

% STACK LOSS: 12.2

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
MODEL CATOANSX

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 01:00

DATE: 01/31/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMARY TEMP (C) 36

STACK TEMP (C) 191

% OXYGEN: 6.5

% EXCESS AIR: 41

% CARBON -
DIOXIDE: 10.7PPM CARBON -
MONOXIDE: 27

PPM NOX: 139

PPM SULFUR -
DIOXIDE: → 455

% EFFICIENCY: 86.4

% STACK LOSS: 13.6

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
MODEL CATOANSX

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: U60512

TIME: 01:02

DATE: 01/31/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMARY TEMP (C) 36

STACK TEMP (C) 197

% OXYGEN: 3.8

% EXCESS AIR: 29

% CARBON -
DIOXIDE: 12.8PPM CARBON -
MONOXIDE: 38

PPM NOX: 163

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 515

% EFFICIENCY: 87.2

% STACK LOSS: 12.8

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

MARCA
 MODELO CA300HSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NO. IDENTIFICACION:

 SER NO: UK0526
 HORA: 12:48
 FECHA: 04/02/97
 COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2
 TMP PRIMARIA<> 25
 TEMPERATURA DE LA
 CHIMINEA<> 169
 % OXIGENO: 5.1
 % NITROGENO DE
 LA AIR: 29
 % DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.3
 PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 0
 PPM NOX: ****
 PPM DIÓXIDO
 DE AZUFRE: ****
 % RENDIMIENTO: 87.5
 PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 12.5
 ENSAYO EFECTUADO POR

MARCA
 MODELO CA300HSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NO. IDENTIFICACION:

 SER NO: UK0526
 HORA: 12:51
 FECHA: 04/02/97
 COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2
 TMP PRIMARIA<> 25
 TEMPERATURA DE LA
 CHIMINEA<> 185
 % OXIGENO: 3.5
 % NITROGENO DE
 LA AIR: 18
 % DIOXIDO DE
 CARBONO: 13.8
 PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 4
 PPM NOX: ****
 PPM DIÓXIDO
 DE AZUFRE: ****
 % RENDIMIENTO: 87.3
 PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 12.7
 ENSAYO EFECTUADO POR

MARCA
 MODELO CA300HSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NO. IDENTIFICACION:

 SER NO: UK0526
 HORA: 12:55
 FECHA: 04/02/97
 COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2
 TMP PRIMARIA<> 25
 TEMPERATURA DE LA
 CHIMINEA<> 189
 % OXIGENO: 4.2
 % NITROGENO DE
 LA AIR: 23
 % DIOXIDO DE
 CARBONO: 12.5
 PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 0
 PPM NOX: ****
 PPM DIÓXIDO
 DE AZUFRE: ****
 % RENDIMIENTO: 87.0
 PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 13.0
 ENSAYO EFECTUADO POR

SIICHRACH
MODEL C4300NS

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: X40500

TIME: 14:21

DATE: 06/13/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMARY TEMP (C) 24

STACK TEMP (C) 150

% OXYGEN: 5.8

% EXCESS AIR: 29

% CARBON -
DIOXIDE: 11.9

PPM CARBON -
MONOXIDE: 17

PPM NOX: 177

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 987

% EFFICIENCY: 86.9

% STACK LOSS: 13.1

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

SIICHRACH
MODEL C4300NS

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: X40500

TIME: 14:11

DATE: 06/13/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMARY TEMP (C) 24

STACK TEMP (C) 180

% OXYGEN: 5.1

% EXCESS AIR: 29

% CARBON -
DIOXIDE: 11.8

PPM CARBON -
MONOXIDE: 89

PPM NOX: 179

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 929

% EFFICIENCY: 86.9

% STACK LOSS: 13.1

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

SIICHRACH
MODEL C4300NS

COMBUSTION ANALYZER

ID: -----

SER NO: X40500

TIME: 14:15

DATE: 06/13/97

FUEL: FUEL OIL #2

PRIMARY TEMP (C) 24

STACK TEMP (C) 149

% OXYGEN: 7.4

% EXCESS AIR: 50

% CARBON -
DIOXIDE: 12.1

PPM CARBON -
MONOXIDE: 114

PPM NOX: 179

PPM SULFUR -
DIOXIDE: 916

% EFFICIENCY: 87.9

% STACK LOSS: 12.1

TEST PERFORMED BY:

COMMENTS

BACHARACH
 MODELO CA300NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 13:14

FECHA: 02/06/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TMP PRIMARIA(C) 19

TEMPERATURE DE LA
 CHIMINEA(C) 155

% OXIGENO: 5.2

RENECO DE AIR: 38

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.7

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 0

PPM NOX: 131

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 5

% RENDIMIENTO: 87.8

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 12.2

ENSAYO EFECTUADO POR

OBSERVACIONES:

BACHARACH
 MODELO CA300NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 13:17

FECHA: 02/06/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TMP PRIMARIA(C) 19

TEMPERATURE DE LA
 CHIMINEA(C) 178

% OXIGENO: 5.7

RENECO DE AIR: 34

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.3

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 0

PPM NOX: 132

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 7

% RENDIMIENTO: 86.6

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 13.4

ENSAYO EFECTUADO POR

OBSERVACIONES:

BACHARACH
 MODELO CA300NSX

 ANALIZADOR DE
 COMBUSTION

NRO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 13:07

FECHA: 02/06/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TMP PRIMARIA(C) 19

TEMPERATURE DE LA
 CHIMINEA(C) 197

% OXIGENO: 5.8

% DIOXIDO DE AIR: 35

% DIOXIDO DE
 CARBONO: 11.3

PPM MONOXIDO DE
 CARBONO: 0

PPM NOX: 132

PPM DIOXIDO

DE AZUFRE: 5

% RENDIMIENTO: 85.7

PERDIDA POR LA
 CHIMINEA: 14.3

ENSAYO EFECTUADO POR

OBSERVACIONES:

BACHARACH
 MODELO CA300NSX
 ANALIZADOR DE COMBUSTION

NO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 13:50

FECHA: 01/23/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TMP PRIMARIA(C) 21

TEMPERATURE DE LA CHIMINEA(C) 160

% OXIGENO: 6.2

% EXCESO DE AIR: 39

% DIOXIDO DE CARBONO: 11.9

PPM MONOXIDO DE CARBONO: 32

PPM NOX: 73

PPM DIOXIDO DE AZUFRE: 2

% RENDIMIENTO: 86.9

PERDIDA POR LA CHIMINEA: 13.1

ENSAYO EFECTUADO POR

BACHARACH
 MODELO CA300NSX
 ANALIZADOR DE COMBUSTION

NO. IDENTIFICACION:

UK0526

HORA: 13:57

FECHA: 01/23/97

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TMP PRIMARIA(C) 21

TEMPERATURE DE LA CHIMINEA(C) 169

% OXIGENO: 5.7

% EXCESO DE AIR: 34

% DIOXIDO DE CARBONO: 11.3

PPM MONOXIDO DE CARBONO: 26

PPM NOX: 75

PPM DIOXIDO DE AZUFRE: 88

% RENDIMIENTO: 87.1

PERDIDA POR LA CHIMINEA: 12.9

ENSAYO EFECTUADO POR

 ANALIZADOR DE COMBUSTION

NO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 11:51

FECHA: 09/23/96

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TMP PRIMARIA(C) 18

TEMPERATURE DE LA CHIMINEA(C) 190

% OXIGENO: 3.9

% EXCESO DE AIR: 21

% DIOXIDO DE CARBONO: 12.7

PPM MONOXIDO DE CARBONO: 102

PPM NOX: 92

PPM DIOXIDO DE AZUFRE: 74

% RENDIMIENTO: 86.7

PERDIDA POR LA CHIMINEA: 13.3

ENSAYO EFECTUADO POR

 ANALIZADOR DE COMBUSTION

NO. IDENTIFICACION:

SER NO: UK0526

HORA: 11:47

FECHA: 09/23/96

COMBUSTIBLE:
 ACEITE COMBUSTIBLE #2

TMP PRIMARIA(C) 18

TEMPERATURE DE LA CHIMINEA(C) 153

% OXIGENO: 7.0

% EXCESO DE AIR: 46

% DIOXIDO DE CARBONO: 10.4

PPM MONOXIDO DE CARBONO: 76

PPM NOX: 71

PPM DIOXIDO DE AZUFRE: 116

% RENDIMIENTO: 85.9

PERDIDA POR LA CHIMINEA: 13.1

ENSAYO EFECTUADO POR

OBSERVACIONES:

OBSERVACIONES:

OBSERVACIONES:

Índice de inquemados del carbón (IQ)

Durante el proceso de combustión real el exceso de aire en demasía provocara que las partículas de carbón en proceso de oxidación se apaguen y sean arrastradas por la corriente de aire, expulsadas por la chimenea en forma de carbón puro, una buena parte del hollín generado en las calderas tiene su origen por esta situación.

Durante la combustión real el carbón contenido en el combustible se transformara en CO_2 , CO y (IQ), resultando como medida de la calidad de la combustión de CO_2 (debe tender al estequiométrico); la formación de CO e IQ determinan la pérdida del PCI debida a la combustión.

$$\text{IQ} = \text{C} - \text{CO} - \text{CO}_2$$

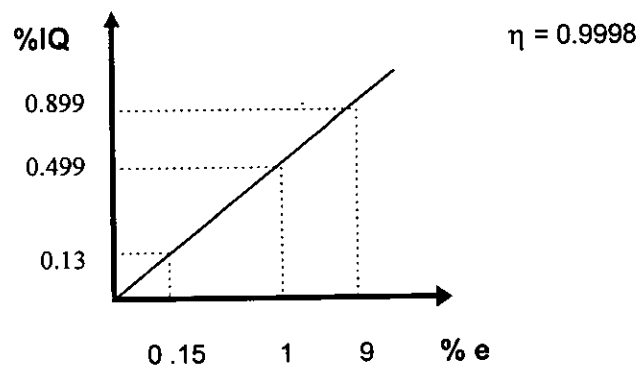
La disminución del CO_2 debida al carbón no quemado es directamente proporcional al exceso de aire y la formación de IQ es inversamente proporcional al exceso de aire. La formación de CO (combustión medio oxidante) es función de la carencia de aire y del diseño del quemador, para el caso de la combustión con exceso de aire su formación esta en función del valor garantizado por el quemador η (0 - 100 ppm).

$$\text{IQ} = \text{C} - [1 - \eta] \text{C} - [\eta / 1 + e] \text{C}$$

Simplificando

$$\text{IQ} = (e \eta / 1 + e) \text{C}$$

$$\% \text{IQ} = (e \eta / 1 + e)$$



Para el caso del gas natural usado en el país el CO_2 óptimo sin considerar a los efectos físicos y mecánicos del lugar donde se desarrolla la combustión y componentes de la máquina que la realizan es:

$$\% \text{CO}_2 = (1 - 0.0013 - 0.13) 12.224 = 10.6189$$

El CO_2 práctico considerando los efectos físicos y mecánicos, se ubicara entre 9.2 - 9.57 %