

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

***ESTUDIO DE LA EFICIENCIA DE COMBUSTIÓN DE LA SALA
DE CALDERAS DE LA EMPRESA REMAVENCA
ESTABLECIMIENTO TURMERO EDO. ARAGUA.***

Presentado a la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Sierra G., Amelia E.
para optar al Título
de Ingeniero Químico

Caracas, Noviembre 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LA EFICIENCIA DE COMBUSTIÓN DE LA SALA DE CALDERAS DE LA EMPRESA REMAVENCA ESTABLECIMIENTO TURMERO EDO. ARAGUA.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Johnny Vásquez.
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Consuelo García.

Presentado a la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Sierra G., Amelia E.
para optar al Título
de Ingeniero Químico

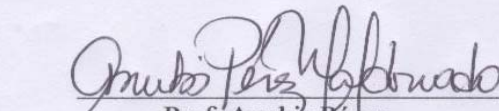
Caracas, Noviembre 2005

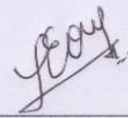
Caracas, Noviembre del 2005.

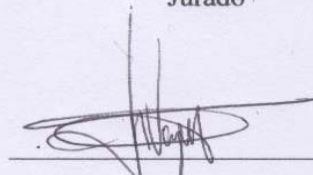
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Amelia Esther Sierra Guerrero, titulado:

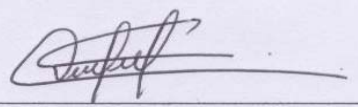
“Estudio de la eficiencia de combustión de la sala de calderas de la empresa Remavenca establecimiento Turnero Edo. Aragua”.

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios que conduce al Título de Ingeniero Químico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Anubis Pérez
Jurado


Prof. Leonardo Oropeza
Jurado


Prof. Johnny Vásquez
Tutor Académico


Ing. Consuelo García
Tutor Industrial

A Todos...

Hoy he alcanzado una nueva meta en mi vida, la de ser Ingeniero Químico.

La siguiente frase la escuché de una canción:

"No importa que seas el zapatero del pueblo, siempre que seas el mejor "

Compañeros Estudiantes cuando lleguen a la meta que yo he alcanzado hoy en día, siempre esfuércense por ser los mejores, no se conformen con ser uno más del montón y que en cualquier lugar al que ustedes vayan dejen siempre una huella inolvidable, ya sea como profesional o como ser humano.

Asimismo no subestimen a las personas que todos somos importantes en esta viña del señor, desde el señor que barre las calles, el insufrible camionetero que no permite que se paguemos con carnet estudiantil, la señora que hace las empanadas, el señor del supermercado, el médico que nos cura, el profesor que nos evalúa, etc.

No importa la profesión u oficio que desempeñen siempre tenemos que tener presente primero que nada el respecto hacia los demás y no hacer infusas deliberadamente de ser Ingenieros ya que sin tener en cuenta a las demás personas simplemente ¡No somos nadie!

*Recuerden: "Se ven las Caras pero Nunca el Corazón"
vamos a cambiar eso...*

Amelia Sierra

Agradecimientos

Por fin Ingeniero Químico de la República!!!

Gracias Dios mío por darme todos y cada uno de los días que estuve cursando mi carrera Las fuerzas necesarias para seguir adelante, para viajar cada Lunes o en algunos casos los Domingos a Caracas y continuar el camino que me trace hace 5 años, sin importar la nostalgia y la tristeza que invadía mi cuerpo al dejar mis seres queridos en Maracay.

Gracias a mis Padres por darme la vida y apoyarme en todo momento con mis estudios.

Gracias a mis Hermanos por darme siempre la alegría de compartir con ellos, en especial a mi Manis Anyelith que amo más que a mi vida y que a pesar de las peleas siempre has estado y estarás en los momentos más difíciles de mi vida,

Gracias a mis queridos profesores por enseñarme todo lo que sé y en especial al profesor Humberto Kum porque confió en mí y se portó como un verdadero padre.

Gracias a mi tutor Johnny Vásquez por ser realmente un verdadero amigo, que además de preocuparse de lo académico me demostró ser una persona fraternal y con unos sentimientos muy especiales.

Por último pero para mí el más importante, gracias a mi Esposo, Miguel mi Ángel por esperarme siempre cada fin de semana pacientemente en todo momento!!! Por fin mi amor se te quitó un dolor de cabeza, ahora debemos caminar siempre uno al lado del otro, sin importar más nadie que Miguel y Amelia. Te amo!!!

Gracias a la vida que me ha dado tanto...

Sierra G., Amelia E.

“ESTUDIO DE LA EFICIENCIA DE COMBUSTIÓN DE LA SALA DE CALDERAS DE LA EMPRESA REMAVENCA ESTABLECIMIENTO TURMERO EDO. ARAGUA”.

Tutor Académico: Prof. Johnny Vásquez. Tutor Industrial: Ing. Consuelo García. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Año 2005, 136 p.

Palabras Claves: Producción de Vapor, Calderas Industriales, Eficiencia de Combustión, Sensores Analizadores de Gases.

Resumen: El vapor es un servicio muy común en la industria, que se utiliza para proporcionar energía térmica a los procesos de transformación de materiales a productos, por lo que la eficiencia del sistema para generarlo, la distribución adecuada y el control de su consumo, tendrán un gran impacto en la eficiencia total de la planta. Esta situación se refleja en los costos de producción de vapor y, en consecuencia en la competitividad y sustentabilidad de la empresa.

La explotación y el uso de la energía se han convertido en los últimos años en un tema prioritario en el mundo, debido al agotamiento de los recursos naturales no renovables, los impactos ambientales y los altos costos generados por su consumo.

Remavenca es una empresa manufacturera de maíz que se ha preocupado siempre por mantener un equilibrio armónico entre el medio ambiente y la economía para obtener una mayor producción, es por ello que el objetivo principal de este Trabajo Especial de Grado es realizar el estudio de factibilidad técnico-económico de diferentes alternativas que permitan optimizar la eficiencia de combustión en el proceso de generación de vapor.

La experiencia ha demostrado que la gran mayoría de calderas industriales trabajan con eficiencias térmicas menores a la máxima alcanzable. Por otro lado, la ineficiencia de las calderas y sistemas de distribución, además de implicar mayor consumo de combustible, implican también un incremento proporcional de las emisiones de gases de combustión.

Este trabajo se basó en determinar la eficiencia de combustión de la caldera N° 6 del tipo acuotubular, ubicada en la sala de calderas de la empresa Remavenca; para determinar la eficiencia fue necesario la realización de análisis de combustión utilizando un equipo portátil medidor de gases, a través del cual se evaluaron parámetros como: exceso de aire, consumo de combustible, relación aire/combustible, concentración de los gases de combustión (CO y CO₂), temperatura ambiente y temperatura de los gases a través de la chimenea.

El sistema actual de mezcla aire/combustible presente en la caldera N° 6 es un sistema mecánico, compuesto por un sistema de varillas y levas acopladas que controlan conjuntamente la válvula reguladora de combustible y el damper de aire. Este sistema resultó ser muy inestable e ineficiente ya que la vibración natural de la caldera lo desajusta constantemente y por ende no es capaz de mantener la relación adecuada de aire/combustible, resultando la eficiencia promedio de la misma en un 70%, la cual es baja considerando que para el rango óptimo de operación de una caldera, la eficiencia debe encontrarse entre (75-90)%.

Para evaluar la eficiencia de esta caldera se aplicó el método del Balance de Energía, o llamado método de las pérdidas, a través del cual se determinaron todas las pérdidas de calor posibles en un equipo de esta naturaleza, entre éstas se encuentran: pérdidas por gases de chimenea, por gases no quemados, por radiación y convección, por purgas y pérdidas por el quemador.

Las mayores pérdidas fueron registradas a través de los gases de chimenea, en promedio 11%, reflejando que existe un problema en el control de relación aire/combustible, además la caldera presentó ensuciamiento de hollín en los tubos próximos al quemador, adicionalmente se determinó que en el último ejercicio económico (2004-2005), se consumió mucho más combustible que durante el ejercicio económico anterior (2003-2004), a pesar de que se produjo menos vapor.

Se evaluaron tres alternativas posibles de inversión en donde la primera es seguir con la que esta actualmente instalada (sin ningún cambio), la segunda es instalar un controlador y dos servo motores que controlen directamente los flujo de aire y combustible y la tercera es adicional a los servo motores anteriores y el controlador, instalar un sensor de oxígeno que determine la relación óptima de aire/combustible, para cada carga de la caldera y así minimizar las pérdidas por combustible no quemado. Resultando esta última y la inversión más factible desde el punto de vista económico y técnico, ya que estima un ahorro anual de 4.532 \$ que involucra tanto el mantenimiento como los ingresos por ahorro de combustible.

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO	Pág.
<i>Índice de Figuras</i>	VI
<i>Índice de Gráficos</i>	VII
<i>Índice de Tablas</i>	IX
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	01
2. OBJETIVOS	04
3. MARCO TEÓRICO	06
3.1. El Vapor	07
3.1.1. Circuitos eficientes de vapor.....	08
3.2. Calderas Industriales	09
3.2.1. Partes de una caldera.....	09
3.2.2. Clasificación de las calderas industriales.....	11
3.2.2.1. <i>Calderas pirotubulares</i>	11
3.2.2.2. <i>Calderas acuotubulares</i>	12
3.2.3. Quemadores industriales.....	13
3.2.4. Operación de las calderas.....	14
3.2.5. Tránsito de calor.....	14
3.2.5.1. <i>Tránsito de calor en calderas</i>	15
3.2.6. Pérdidas de calor.....	16
3.3. Sistemas de Control	20
3.3.1. Control de nivel en el agua de alimentación.....	22
3.3.1.1. <i>Lazos de control de nivel</i>	22
3.3.2. Control de combustión.....	25
3.3.2.1. <i>Lazos de control de combustión</i>	25
3.4. Tratamiento de Agua para la Generación de Vapor	30
3.4.1. Problemas asociados con el agua.....	30
3.4.2. Purga en calderas.....	31
3.4.2.1. <i>Relación entre los ciclos de concentración y las purgas</i>	32
3.4.3. Características del agua para calderas de baja presión.....	33
3.5. La Combustión	35
3.5.1. Energía o calor disponible.....	36
3.5.2. Control del caudal de aire.....	37

3.5.3. Combustión del gas metano.....	39
3.5.4. Poder calorífico.....	40
3.5.5. Ahorro energético controlando la combustión.....	42
3.5.6. Ahorro de energía modificando procesos.....	43
3.6. Eficiencia Energética.....	44
3.6.1. Método de entrada y salida.....	45
3.6.2. Método del balance de energía.....	46
3.6.3. Ventajas y desventajas de los métodos.....	47
3.6.4. Influencia del factor de carga y del mantenimiento en la eficiencia...	49
3.7. Opciones para Mejorar la Eficiencia Energética.....	51
3.7.1. Medidas de buenas prácticas de gestión.....	51
3.7.2. Medidas de Inversión para mejorar la eficiencia.....	53
3.7.2.1. Sistema de control automático del exceso de aire.....	54
3.7.2.2. Sistema d purga continua.....	56
4. SALA DE CALDERAS Y DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR EN REMAVENCA	57
4.1. Sala de Calderas.....	58
4.2. Estado Actual de la Caldera N° 6.....	59
4.3. Distribución del Vapor.....	61
5. MARCO METODOLÓGICO	63
5.1. Evaluación y Caracterización de Calderas.....	64
5.2. Determinación de la Eficiencia de las Calderas.....	64
5.2.1. Ejecución de las mediciones.....	65
5.3. Determinación del Consumo de Combustible.....	72
5.4. Selección de Tecnologías para Mejorar la Eficiencia.....	73
5.5. Software Comercial para el Registro de Datos.....	73
6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	74
6.1. Comportamiento de la Producción de la Empresa.....	75
6.2. Determinación de la Eficiencia Energética.....	82
6.2.1. Análisis antes del mantenimiento.....	83
6.2.2. Análisis después del mantenimiento.....	90
6.3. Opciones para mejorar la eficiencia energética.....	93
6.3.1. Analizadores de gases de combustión.....	93
6.3.2. Elementos finales de control.....	95
6.3.3. Evaluación económica del sistema final de control de combustión....	97

6.4. Software comercial para el registro de datos en tiempo real.....	100
7. CONCLUSIONES.....	103
8. RECOMENDACIONES.....	107
9. BIBLIOGRAFÍA.....	109
10. APÉNDICES.....	114
<i>Apéndice A. Antecedentes de la Empresa.....</i>	<i>115</i>
<i>Apéndice B. Descripción del proceso productivo de la empresa.....</i>	<i>117</i>
<i>Apéndice C. Dibujo y esquema del equipo analizador de gases.....</i>	<i>118</i>
<i>Apéndice D. Parámetros de combustión establecidos.....</i>	<i>119</i>
<i>Apéndice E. Hoja de especificación de la caldera N° 6.....</i>	<i>120</i>
<i>Apéndice F. Partes y quemador de la caldera N° 6.....</i>	<i>121</i>
<i>Apéndice G. Resumen de los métodos de análisis de agua blancas.....</i>	<i>122</i>
<i>Apéndice H. Relaciones entre la presión de la caldera y el contenido de sílice.....</i>	<i>124</i>
<i>Apéndice I. Cálculos tipos.....</i>	<i>125</i>
<i>Apéndice J. Presupuestos de las alternativas estudiadas.....</i>	<i>134</i>
<i>Apéndice K. Tablas de datos de producción de Remavenca.....</i>	<i>136</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	Pág.
Figura 1. Circuito eficiente de vapor.....	08
Figura 2. Arreglos de tubos de una caldera pirotubular.....	11
Figura 3. Arreglos de tubos de una caldera acuotubular.....	12
Figura 4. Tipos de quemadores.....	13
Figura 5. Transferencia de calor en una caldera acuotubular.....	15
Figura 6. Sistemas de control en una caldera acuotubular.....	21
Figura 7. Control de nivel un elemento.....	23
Figura 8. Control de nivel dos elementos.....	23
Figura 9. Control de nivel tres elementos.....	24
Figura 10. Control de combustión en paralelo.....	26
Figura 11. Control de combustión en serie.....	27
Figura 12. Diagrama del proceso de la planta de tratamiento de aguas blancas.....	34
Figura 13. Diagrama de combustión en una caldera.....	35
Figura 14. Combustión del gas natural.....	39
Figura 15. Balance de energía y límites del proyecto para una caldera.....	46
Figura 16. Sistema de control automático para el exceso de aire.....	55
Figura 17. Sistema de purga automática.....	56
Figura 18. Sensores para el control de nivel en la Caldera N° 6.....	59
Figura 19. Sistema controlador de combustión en la Caldera N° 6.....	59
Figura 20. Panel de control de la sala de calderas.....	60

Figura 21. Sistema de supervisión y disparo de la caldera N° 6.....	60
Figura 22. Balance de masa en la caldera para hallar purga continua.....	68
Figura 23. Fotos internas del hogar de la caldera N° 6.....	88
Figura 24. Desajustes en el sistema de varillas.....	96
Figura 25. Adaptación del quemador con servo motores.....	96
Figura 26. Esquema final del sistema de control de combustión.....	99
Figura 27. Esquema básico para el sistema OPTICOM automatizado.....	101
Figura 28. .Perfiles de combustión medidos con el sistema OPTICOM.....	101

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO	Pág.
Gráfico 1. Pérdidas en chimenea como función del oxígeno en exceso y la temperatura en ella.....	16
Gráfico 2. Entalpía típica de los gases de combustión para un combustible de gas natural.....	17
Gráfico 3. Estimación de la cantidad de gases en chimenea.....	18
Gráfico 4. Relación del oxígeno en los gases de combustión con el aire en exceso para diversos combustibles.....	37
Gráfico 5. Efecto del exceso de aire en la temperatura de los gases de combustión y la energía disponible.....	38
Gráfico 6. Determinación de la eficiencia térmica bruta.....	44
Gráfico 7. Maíz procesado durante los ejercicios económicos 0304 y 0405.....	75
Gráfico 8. Producción de vapor durante los ejercicios económicos 0304 y 0405...	76
Gráfico 9. Consumo de gas durante los ejercicios económicos 0304 y 0405.....	77
Gráfico 10. Indicador Gas/Vapor durante los ejercicios económicos 0304 y 0405.	80
Gráfico 11. Exceso de oxígeno en función de la carga para la caldera N° 6.....	84
Gráfico 12. Eficiencia en función de la carga para la caldera N° 6.....	86

ÍNDICE DE TABLAS

TABLAS	Pág.
Tabla 1. Pérdidas por radiación en calderas.....	19
Tabla 2. Parámetros para el agua de calderas de baja presión.....	33
Tabla 3. Características del agua cruda en Remavenca.....	34
Tabla 4. Relación óptima aire-gas para distintos combustibles.....	39
Tabla 5. Composición del gas natural.....	40
Tabla 6. Poderes caloríficos de los combustibles.....	41
Tabla 7. Ventajas y desventajas del método directo e indirecto.....	48
Tabla 8. Datos técnicos de las calderas instaladas en Remavenca.....	58
Tabla 9. Indicador para un combustible de 1000Btu/ft ³	80
Tabla 10. Análisis de combustión antes del mantenimiento para la caldera N° 6....	83
Tabla 11. Cuantificación de las pérdidas antes del mantenimiento para la caldera N° 6.....	86
Tabla 12. Consumo de combustible para la caldera N° 6.....	89
Tabla 13. Análisis de combustión después del mantenimiento para la caldera N° 6.....	91
Tabla 14. Cuantificación de las pérdidas después del mantenimiento para la caldera N° 6.....	91
Tabla 15. Ventajas y desventajas de los sensores analizadores de O ₂	94
Tabla 16. Costos anuales de la caldera N° 6.....	97
Tabla 17. Ahorros estimados anuales de la caldera N° 6.....	98
Tabla 18. Evaluación de las alternativas de inversión para la caldera N° 6.....	98

1. Planteamiento del problema

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

REMAVENCA es una empresa manufacturera de harina de maíz precocida y aceite de maíz, que utiliza vapor de agua para transformar la materia prima en las siguientes áreas: Planta Harina 1, Planta Harina 2, Preparación del material Extraíble, Extracción 200, Extracción 300 y Refinación. (Remavenca, 1999)

Es importante diseñar circuitos de vapor eficientes que eviten desperdicios de vapor, condensado y la energía contenida en él, para lo cual es primordial la selección adecuada de los diferentes componentes y accesorios del sistema. Para calentar el agua o producir ese vapor es necesario utilizar equipos denominados calentadores para el primer caso o calderas para el segundo, pero que funcionan bajo el mismo principio, el cual es utilizar la energía calórica proveniente de la quema de un combustible, con el objeto de elevar la temperatura de un fluido dentro de la misma unidad, hasta su evaporación; en el caso de las calderas son equipos más completos y complejos. (Armstrong, 1998)

Debido al incremento de los costos de combustible hoy en día y a consideraciones de seguridad de los procesos de combustión (calderas, hornos, etc), es imperante la maximización de la eficiencia de los mismos para la óptima utilización del combustible. En general el control de este proceso de combustión involucra la regulación de tres factores importantes, tales como: combustible, aire y productos de combustión. (Rendón, 1999)

Actualmente, en el área de calderas de la empresa Remavenca se presenta un problema en cuanto a eficiencia, (se ha comprobado que han descendido su nivel de producción) ya que no son capaces de mantener las operaciones de planta como en el pasado. Se ha intentado aumentar la presión de gas al quemador para aumentar la llama, lo cual produce un nivel alto de vibraciones, el cual causa, una mezcla

ineficiente de aire-gas en el equipo, además de una condición de trabajo desfavorable (alto nivel de ruido).

Con la finalidad de generar soluciones tecnológicas en la empresa REMAVENCA establecimiento Turmero en el área de servicios de planta, mediante el desarrollo de investigaciones, proyectos y asistencia técnica se plantea el estudio y la evaluación técnico-económica de diferentes alternativas de última línea que permitan optimizar la operación de un generador de vapor (caldera) y de esta manera incrementar y mantener la eficiencia energética en niveles óptimos y así lograr ahorros, reducir costos operativos y las emisiones de gases al ambiente.

Es importante tener en cuenta que en principio se estudió las cuatro calderas existentes en la planta, pero que luego el estudio y las mediciones pertinentes estarán orientadas fundamentalmente a la caldera N° 6, marca Cleaver Brooks de tipo acuotubular; ya que ésta caldera es la de mayor capacidad; posteriormente la idea es extrapolar este estudio a toda la sala de calderas.

2. Objetivos

2. OBJETIVOS.

A continuación se presenta el objetivo general y los específicos de este Trabajo Especial de Grado:

2.1.GENERAL:

Realizar el estudio de factibilidad técnico-económico de diferentes alternativas que permitan optimizar la eficiencia de combustión en el proceso de generación de vapor de la empresa REMAVENCA establecimiento Turmero Edo. Aragua.

2.2. ESPECÍFICOS:

- Evaluar el funcionamiento y partes de calderas acuotubulares y pirotubulares, a fin de caracterizar el sistema actual y determinar la eficiencia del mismo.
- Desarrollar un modelo matemático que permita calcular el consumo de gas individual de cada caldera, a partir de la producción de vapor aplicando balance de masa y energía.
- Determinar las variables a medir para mejorar el control de la combustión con el propósito de evaluar los diferentes sistemas de control aire / combustible que permitan mantener una relación eficiente y utilicen sensores con analizadores de gases de combustión.
- Realizar una selección de las tecnologías o equipos óptimos para la sustitución, basada en criterios como mantenimiento y costos, para luego realizar un estudio económico.
- Proponer un software comercial que permita el registro en tiempo real de datos de proceso (consumo de combustible, producción de vapor, relación aire/combustible, factor de carga, etc.).

3. Marco Teórico

3. MARCO TEÓRICO.

3.1. EL VAPOR

Gracias a las propiedades sobresalientes de transferencia de calor, el vapor es ampliamente usado como un medio de transferencia de energía. Varios métodos y procesos son usados para la generación de vapor con las propiedades requeridas por los consumidores individuales en sus sistemas específicos.

El vapor se genera cuando se le añade energía calorífica al agua en una caldera. Se necesita añadir suficiente energía para que se eleve la temperatura del agua hasta su punto de ebullición. Después de ello, cualquier energía adicional transforma el agua en vapor, sin un incremento en la temperatura.

El vapor de agua es un vehículo para transferir calor en forma bastante eficiente y fácil de controlar. Es usado frecuentemente para transportar energía desde un punto central (la caldera) hasta varios lugares en la fábrica donde se utiliza para calentar aire, agua o para diversos usos en el proceso. Como ya se mencionó, se requiere de energía (kJ) adicional para transformar agua hirviendo a vapor de agua.

A la cantidad de calor que se requiere para transformar agua hirviendo a vapor de agua se le llama Calor de Vaporización o Calor Latente. La cantidad requerida es diferente para cada combinación de presión/temperatura, como se muestra en las tablas de vapor. (Himmelblau, 1997).

3.1.1 Circuitos eficientes de vapor:

En general la distribución de vapor desde la caldera a los usuarios (equipos de calentamiento, máquinas accionadas por vapor, procesos, etc.) se realiza a través de tuberías siendo transportado el vapor por la misma presión existente en la caldera.

El calor fluye de un punto a alta temperatura a un punto de menor temperatura, esto es lo que se conoce como transferencia de calor. En la figura 1 se presenta un circuito de vapor que se inicia en una caldera, a la cual se le introduce una corriente de aire que se mezcla con una corriente de combustible, generando así la llama, que es la encargada de evaporar el agua de alimentación; asimismo a la caldera se le debe retirar una corriente de purga; el vapor generado es enviado a proceso, en donde cumple funciones como transferencia de calor para luego ser retornado a la sala de calderas, en donde se mezcla con una corriente de agua pretratada que forman la corriente del agua de alimentación a la caldera. (Posada, 2002)

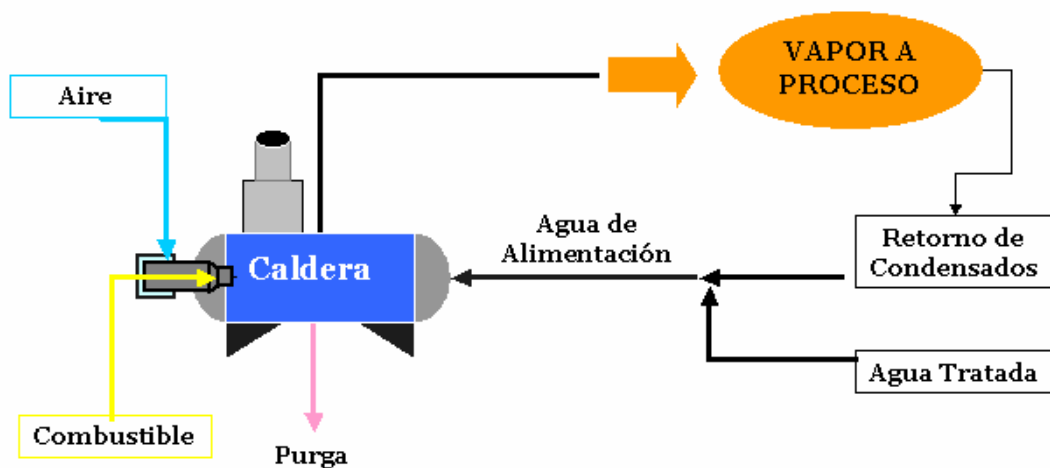


FIGURA 1. Circuito eficiente de vapor.
(Posada, 2002).

3.2. CALDERAS INDUSTRIALES

El generador de vapor cumple con uno de los principales procesos de un ciclo de energía térmica: llevar el agua de su estado líquido a vapor para generar energía mecánica y luego, generalmente, eléctrica.

Según la American Society of Mechanical Engineers (ASME), un generador de vapor, es una combinación de equipos para producir, suministrar o recuperar calor, asociados con otros para transferir este calor al fluido de trabajo (en este caso agua).

De acuerdo con la American Boiler Manufacturers Association (ABMA), un generador de vapor es una unidad donde se suministra agua, combustible, aire o calor residual con el fin de producir vapor.

Se puede definir finalmente a un generador de vapor como un equipo de transferencia de calor en el cual gases calientes, producidos por la combustión de un combustible fósil con aire en un quemador, transfieren calor, a través de tubos, al agua que se alimenta a la caldera produciendo finalmente vapor a presión que sale de la caldera. (Cater, 1998).

3.2.1. Partes de una Caldera: en líneas generales las calderas están constituidas por las siguientes partes: (Barroso, 2000).

- *Tambores de Vapor y de Lodo:* el tambor de vapor es un recipiente cerrado, sometido a presión el cual tiene como función almacenar el agua y separar la mezcla de agua vapor que llega a los tubos evaporadores. El tambor de lodo recibe el agua del tambor de vapor y mediante la absorción de calor a través de los tubos elevadores, el tambor le entrega la mezcla agua- vapor, dejando en él algunas partículas sólidas.
- *Hogar:* es el lugar donde se realiza la combustión y esta localizado a un lado o abajo del tambor de vapor. Las paredes del hogar según su construcción pueden

ser: paredes combinadas (refractarios más enfriamiento por agua) o paredes enfriadas por agua.

- *Tubos de fuego*: son unos tubos en los cuales por su interior pasan los productos o gases calientes provenientes de la combustión y están dentro del hogar. (Piro tubulares).
- *Tubos de Agua*: son unos tubos en los cuales por su interior pasa el agua que luego se va a convertir en vapor. (Acuotubular).
- *Quemadores*: son dispositivos para introducir el aire y el combustible al hogar. En la sección 3.2.3, se explicarán detalladamente.
- *Economizadores*: son una serie de tubos que se colocan en el camino de los gases de escape y a través de los cuales se hacen pasar el agua de alimentación que surtirá el tambor de la caldera. El calor que se recupera de los gases calientes permite precalentar el agua antes de que llegue al tambor de vapor, por lo cual será necesario consumir menor combustible para convertir esa masa de agua en su totalidad a vapor.
- *Sobrecalentadores y recalentadores*: son una serie de tubos por los cuales fluyen el vapor que va desde el tambor hacia la salida. Estos tubos se calientan con los gases de escape.
- *Precalentadores de aire*: estos utilizan el calor de los gases calientes de la combustión para calentar el aire que proviene del ventilador de tiro forzado. La ventaja de elevar la temperatura del aire que se empleará en la combustión, antes de que entre al hogar, radica fundamentalmente en que de este modo se incrementa la eficiencia de la máquina con un ahorro de combustible apreciable.
- *Equipos auxiliares*: existen ventiladores de tiro forzado (suministran aire a presión) y ventiladores de tiro inducido (extraen los gases de combustión de la chimenea).

3.2.2. Clasificación de las calderas industriales:

Existen diversas formas de clasificar estos equipos, entre las más usuales se encuentra, calderas que operan a baja presión (300 psi o menos), calderas de presión media (hasta 600 psi) y calderas de alta presión (mayores a 600 psi). Con respecto a la circulación del agua, solo existen dos posibles zonas por donde puede circular el agua en una caldera: por fuera de los tubos (pirotubulares) y por dentro de los tubos (acuotubulares).

3.2.2.1. Calderas Pirotubulares: en estas calderas, los gases de combustión son obligados a pasar por el interior de unos tubos, que se encuentran sumergidos en la masa de agua. Todo el conjunto, agua y tubo de gases, se encuentra rodeado por una carcasa exterior. Los gases calientes, al circular por los tubos, ceden calor, el cual se transmite a través de los tubos, y posteriormente al agua. La presión de trabajo normalmente no excede los 250 psi, ya que a presiones más altas obligaría a espesores de carcasa demasiados grandes.

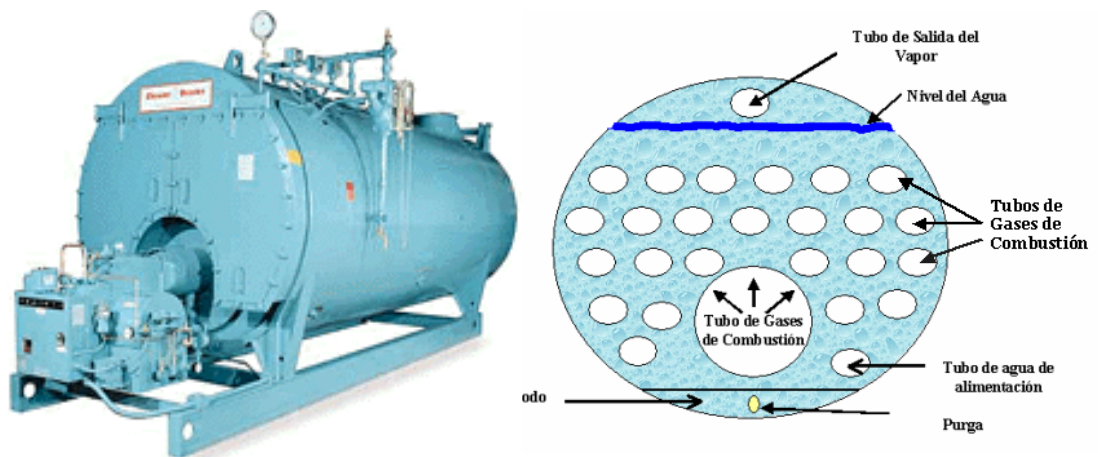


FIGURA 2. Arreglo de los tubos en una caldera pirotubular.
(Shields, 1986).

3.2.2.2. Calderas Acuotubulares: en estas calderas los gases de combustión circulan por la parte externa de los tubos, mientras que por su interior lo hace el agua. Estas calderas tienen un gran espectro de producción de vapor, la cual puede variar desde una pequeña producción, en calderas compactas, hasta las grandes producciones de 1000 Ton/h y presiones hasta 2.000 psi, como es el caso de las centrales termoeléctricas. Las calderas acuotubulares se clasifican en:

- Compactas (Hogar integral pequeño y Hogar integral grande).
- No Compactas (Tubo recto y Tubo curvo).
- Alta presión y temperatura.
- Lecho fluidizado (Burbujeante, Circulante, Presurizado).

El flujo está establecido por las cargas de aguas frías, las cuales fluyen en forma descendente desde el domo superior hasta el inferior, parte del agua se evapora y asciende de regreso al tambor de vapor. Estas calderas son más comúnmente usadas que las pirorubulares, especialmente cuando se requiere elevadas presiones y rendimientos. (CONAE, 2000).

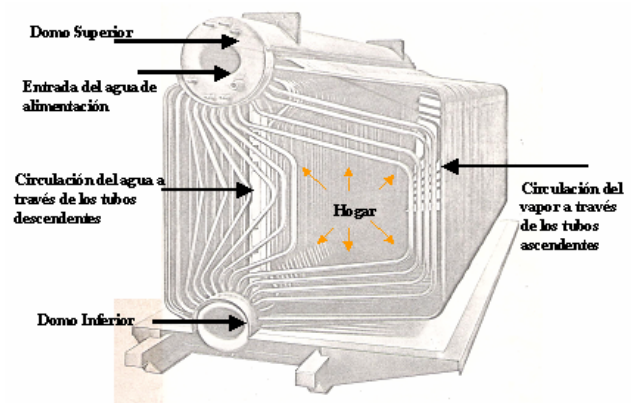


FIGURA 3. Arreglo de los tubos en una caldera acuotubular.
(Cleaver Brooks, 1978)

3.2.3. Quemadores Industriales:

El quemador es elemento encargado de producir la llama, transformando la energía química del combustible en calor. Conocer los diferentes tipos de quemadores y su funcionamiento, permite seleccionar el más adecuado para su aplicación, contribuyendo a mejorar la calidad del producto terminado, al menor costo. En este equipo el oxígeno y el combustible o el aire y el combustible se mezclan y se remiten a la zona destinada para la combustión, entregando estos componentes por separados o previamente mezclados, en la figura 4 se presentan estos tipos de mezcladores. El quemador tiene las siguientes funciones: (Rendón, 2000).

- Entregar aire y combustible a la cámara de combustión.
- Dar dirección a la llama.
- Suministrar una fuente continua de ignición.
- Ubicar un punto de retención de llama.
- Atomizar y vaporizar el aceite (para combustible de aceite).

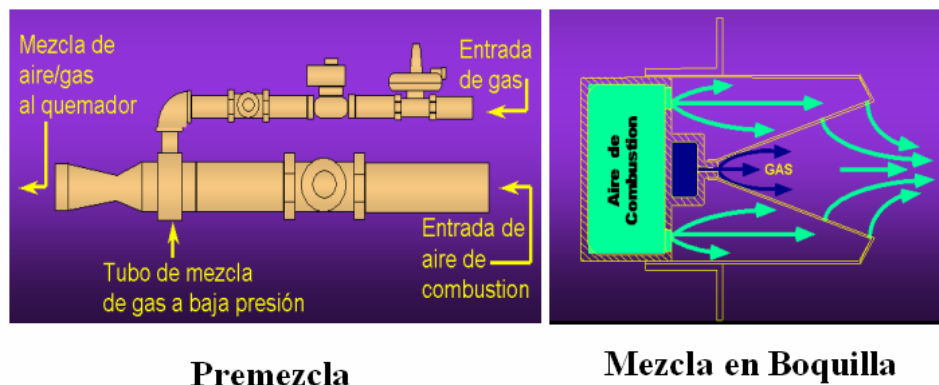


Figura 4. Tipos de quemadores.
(Tecnocontrols, 2005).

3.2.4. Operación de las Calderas:

Una caldera debe satisfacer las variaciones de la demanda de vapor de la planta. Si la demanda de vapor crece, la presión de vapor dentro de la caldera disminuye y el quemador debe incrementar su nivel de fuego para producir más vapor y compensar la caída de presión; por el contrario si la demanda de vapor disminuye, la presión de vapor en la caldera se incrementa y el quemador disminuye su nivel de fogeo, llegando incluso a apagarse si es que la presión de vapor llega a un máximo establecido. Asimismo si la presión llega a un nivel mínimo establecido, el quemador entra en operación nuevamente para producir más vapor e incrementar su presión. Si la demanda de vapor es alta y continua, el quemador permanecerá en operación por largo tiempo ya sea en alto fuego o modulando entre medio y alto fuego; en cambio si la demanda de vapor es baja en comparación con la capacidad de la caldera, el quemador estará operando por poco tiempo llegando muy rápido a su máxima presión, luego de lo cual se apagará, teniendo en este caso frecuentes encendidos y apagados, siendo su tiempo de operación con fuego un porcentaje que puede llegar a un (60 a 80) % del tiempo horario. El consumo de combustible y las emisiones de CO en las calderas dependen en gran medida del tiempo de funcionamiento y el nivel de demanda de vapor en las plantas, lo cual a su vez es proporcional al nivel de producción de la empresa, ya que el vapor es un insumo de la producción. (Moreno, 1994).

3.2.5. Transferencia de calor:

Los tres tipos fundamentales de transferencia de calor se pueden producir al mismo tiempo y es aconsejable tomar en consideración la transferencia de calor por cada uno de esos tipos en cada caso particular. (Perry, 1996).

- *Conducción:* es la transferencia de calor desde una parte de un cuerpo a otra del mismo cuerpo, o bien, desde un cuerpo a otro que esté en contacto físico con él, sin desplazamiento apreciable de las partículas del cuerpo.

- *Convección*: es la transferencia de calor desde un punto a otro dentro de un fluido, un gas o un líquido, mediante la mezcla de una porción del fluido a otra. En la convección natural el movimiento del fluido se debe a las diferencias de las densidades, en la convección forzada este movimiento se produce por medios mecánicos.
- *Radiación*: es la transferencia de calor desde un cuerpo a otro, que no se encuentra en contacto con él, por medio del movimiento ondulatorio a través del espacio.

3.2.5.1 Transferencia de calor en calderas: en la figura 5 se observa como se transfiere el calor dentro de una caldera, durante la generación de vapor. La llama transmite gran parte de su calor a los gases de combustión, por *convección*, el resto se traspa directamente a los tubos y la cámara (en mayor proporción mientras más roja sea la llama) por *radiación*, luego los gases de combustión transmiten el calor a las paredes de la cámara y a los tubos de humo desde la película de contacto, por

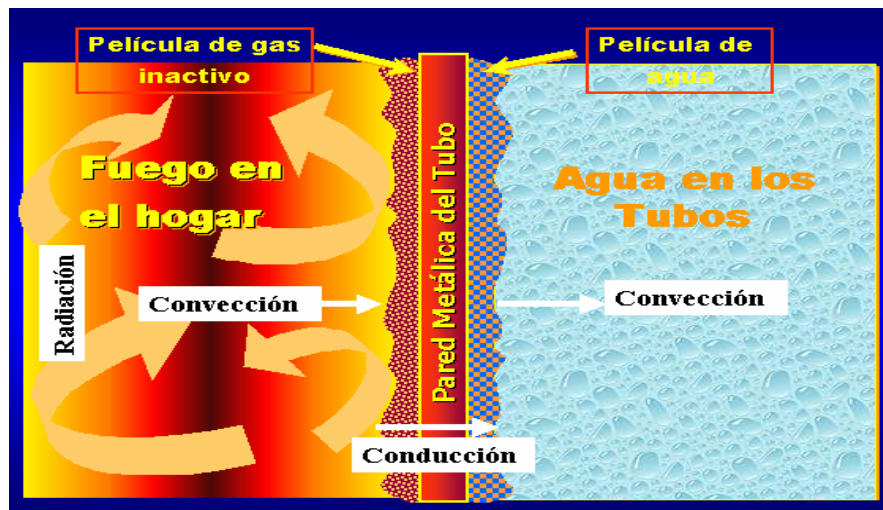


Figura 5. Transferencia de calor en una caldera acuotubular.
(Tenocontroles, 2005).

conducción . El calor se desplaza a través del material de la cámara y los tubos hacia la pared de contacto con el agua, por *conducción*. La película de agua en contacto con los tubos y la cámara se calienta por *conducción*, finalmente, el calor se reparte en el agua por *convección*.

3.2.6. Pérdidas de calor:

Las pérdidas de calor en una caldera industrial se pueden englobar en: pérdidas de calor por gases de chimenea, pérdidas por gas no quemado (se suma la pérdida por el quemador), pérdidas por radiación y convección y pérdidas de calor por purgas.

Las mayores pérdidas de energía en una caldera convencional se producen a través de los gases que salen de la chimenea (gráfico 1) o por purgas de vapor; es importante evitar estas pérdidas, ya que en el peor de los casos, pueden representar hasta un 30% del combustible suministrado.

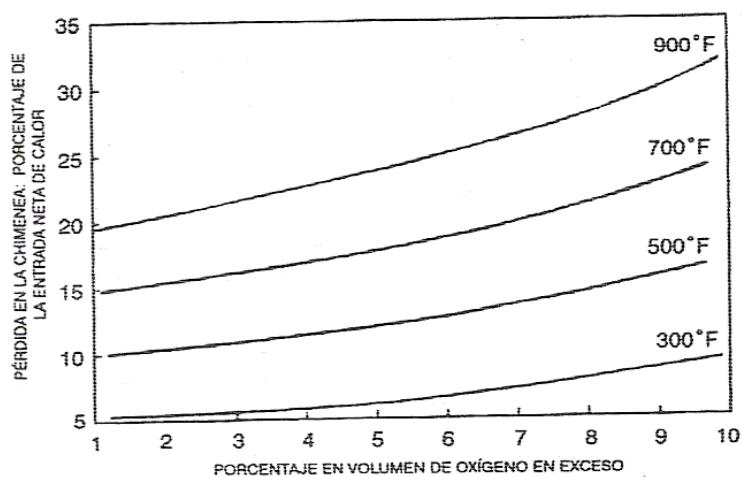


Gráfico 1. Pérdidas en chimenea como función del oxígeno en exceso.
(Branan, 2000)

La cantidad de calor perdido depende de la temperatura y del volumen de gas que sale de la caldera (gráfico 2 y gráfico 3).

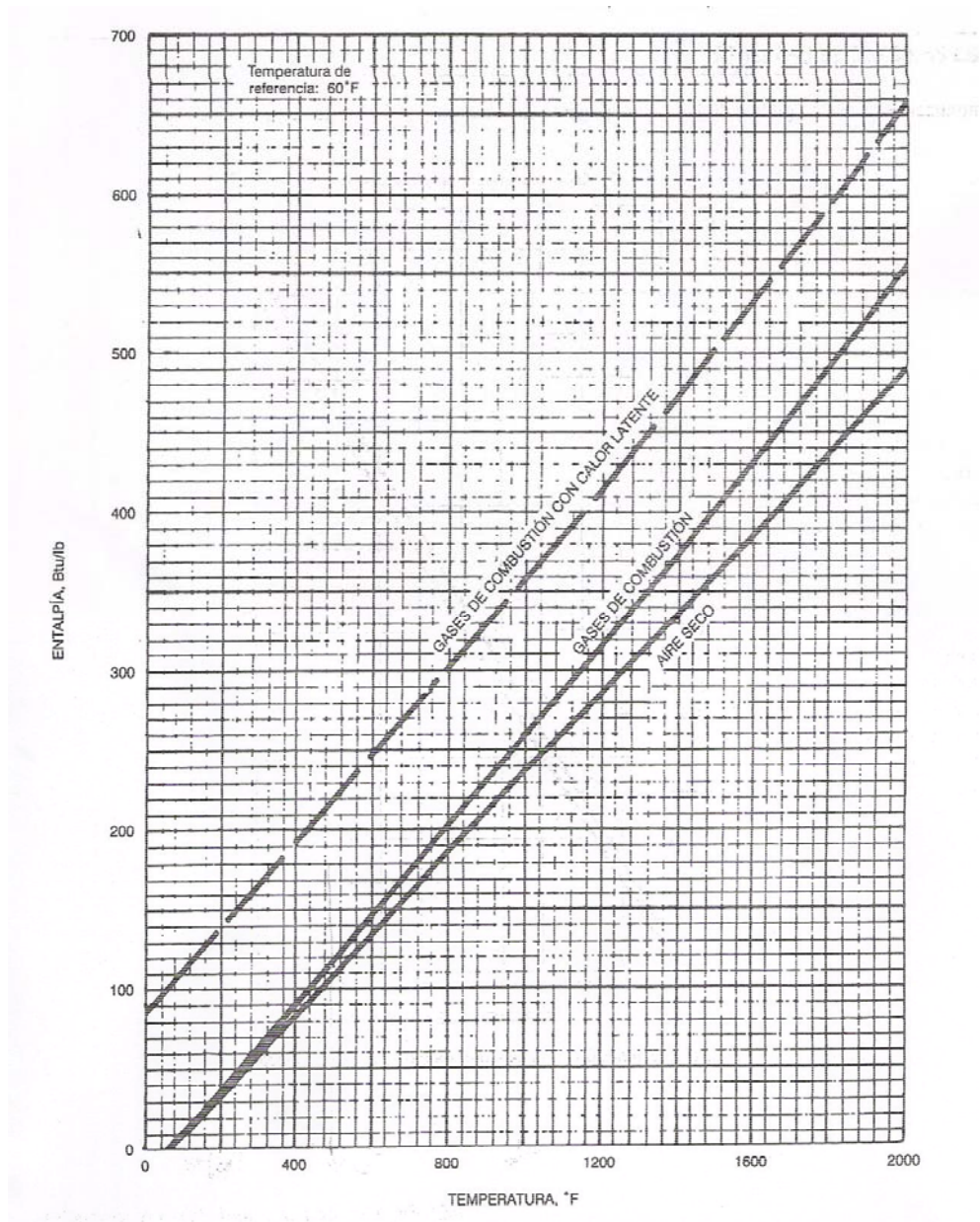


Gráfico 2. Entalpía típica de los gases de combustión para un combustible de gas natural. (Branan, 2000)

Las siguientes son algunas medidas prácticas que pueden ayudar a minimizar las pérdidas a través de los gases de chimenea: (Branan, 2000)

- Ajustar el exceso de aire al nivel recomendado por el fabricante del quemador.
- Mantener limpias las superficies de intercambio de calor.
- Recuperar el calor de los gases de chimenea (donde se justifique).

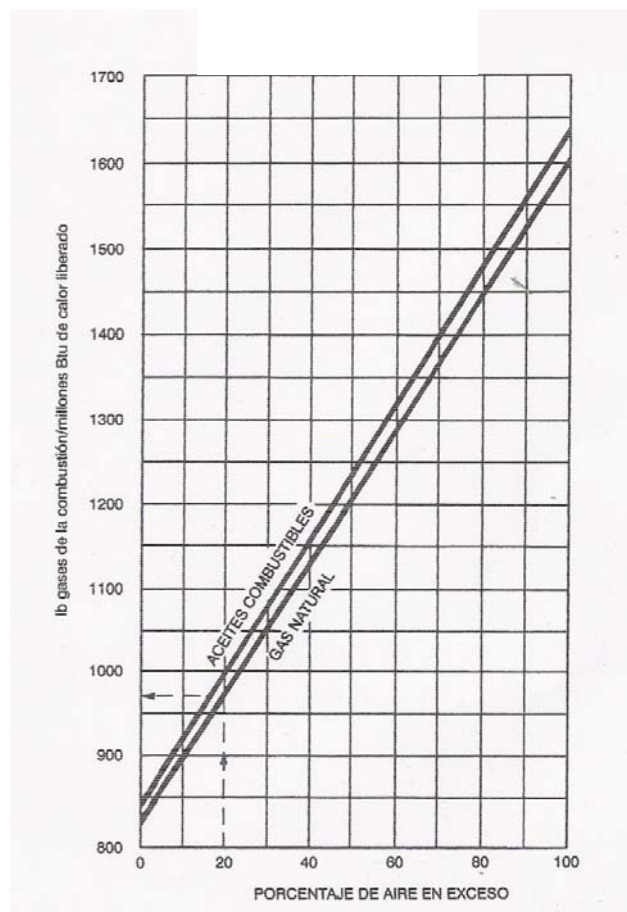


Gráfico 3. Estimación de la cantidad de gases en chimenea.
(Branan, 2000).

Asimismo, es necesario evitar las pérdidas por radiación, así como las purgas innecesarias. Estas son algunas recomendaciones al respecto:

- Evitar pérdidas por radiación: Es inevitable que una parte del calor de la combustión escape a través de las paredes del hogar (o de la caldera) sin que sea absorbido por el agua. Sin embargo, estas pérdidas de calor por radiación pueden ser controladas, por lo que se recomienda: aislar adecuadamente las paredes del hogar y de la caldera en general, dar un adecuado mantenimiento a las capas del aislamiento y mantener en buen estado el refractario. Una caldera aislada adecuadamente tendrá, a plena carga, pérdidas de calor que no superan el 3% (tabla 1).
- Evitar purgas innecesarias: la purga (extracción de agua) en la caldera, es necesaria para eliminar los sólidos disueltos en el líquido, pero debido a que éste ya absorbió calor, una purga excesiva dará como resultado una pérdida del mismo.

Tabla 1. Pérdidas por radiación en calderas.

<i>Capacidad de la Caldera</i>	<i>Pérdida por radiación (%)</i>
900.000 kg vapor / hora	0,5
45.5000 kg vapor / hora	0,7
23.000 kg vapor / hora	0,9
9.000 kg vapor / hora	1,0
Menores a 9.000 kg vapor / hora	1,1 a 3,0

Fuente: CIBO, Energy efficiency Handbook.

3.3. SISTEMAS DE CONTROL:

Los sistemas de control son necesarios, debido a que los procesos están sujetos a perturbaciones o a cambios de carga que afectan directamente la respuesta del sistema. Todas las calderas disponen de un mecanismo (presostato) que apaga el quemador cuando la presión de vapor en la caldera llega a un máximo preestablecido, y lo pone en funcionamiento cuando la presión llega a un mínimo.

Asimismo cuentan con otro mecanismo (control de nivel) que apaga el quemador y enciende la bomba de alimentación de agua cuando el nivel de agua dentro de la caldera llega a un mínimo establecido. Dichos controles son automáticos y de tipo electromecánico. Desde el punto de vista energético el control más importante es el que regula los flujos de aire y combustible (relación aire-combustible) hacia el quemador, es decir el exceso de aire. (Liptak, 1999).

El control de la combustión se realiza de diferentes maneras, existiendo sistemas de control de diferentes grados de sofisticación en función del tamaño de la caldera, tal como se explica a continuación:

En calderas menores a 600 Hp, el control de combustión es manual, pues el quemador al encender, entrega un flujo de combustible constante independiente del aire, cuyo flujo se ajusta manualmente posicionando un damper de aire.

En calderas entre 600 y 1300 Hp, existe un mecanismo (modutrol, varillas, válvula de combustible y damper de aire) que permite regular paralelamente el flujo de aire y combustible en función de la posición de fuego del quemador (High-Low-Off). En las calderas mayores a 1300 Hp, donde los quemadores son modulantes, el sistema de control está más desarrollado, incluyendo un mecanismo (modutrol, varillas, válvula de combustible, leva, damper de aire) que permite regular los flujos de aire y combustible en todo el rango de trabajo del quemador. (Buitrago, 1995).

En algunas calderas de mayor capacidad se cuentan con sistemas mecánicos y electrónicos que regulan el aire y combustible en base al análisis del oxígeno en chimenea, siendo los sistemas más sofisticados encontrados en las calderas. Los esquemas de control utilizados son en lazo cerrado, tanto en serie como en paralelo. En la figura 6 se muestra un sistema de control completo en una caldera acuotubular.

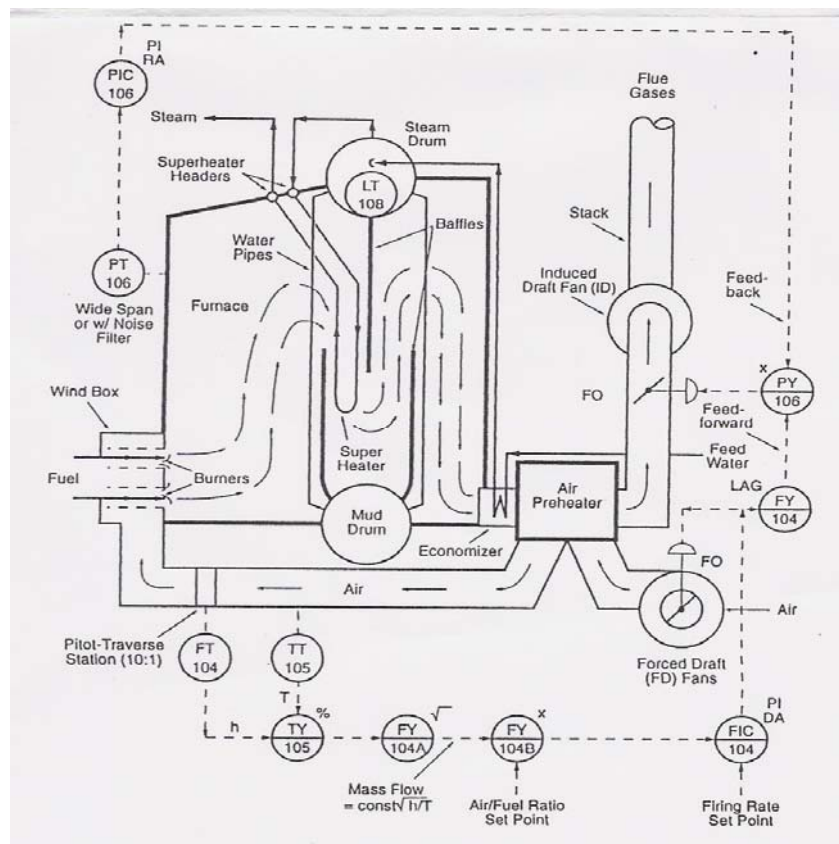


Figura 6. Sistemas de control en una caldera acuotubular. (Liptak, 1999).

3.3.1. Control de nivel en el agua de alimentación:

El objetivo del control de nivel, es mantener el nivel del agua deseado en el tambor superior de la caldera, sin importar la demanda de vapor o cambios de carga del proceso. El sistema debiera suministrar la misma proporción de agua que vapor generado, es decir, idealmente si entra una libra de agua debiera obtenerse una libra de vapor. Sin embargo esta relación 1:1 se modifica cuando por ejemplo alguna cantidad de agua almacenada en el tambor se arroja al desagüe, debido a una alta concentración de partículas sólidas suspendidas en el agua, teniendo que eliminarse por tratamiento químico o proceso de purgas. (Buitrago,1995).

La selección del sistema más adecuado de la caldera, depende de varios factores, entre los cuales se pueden citar:

- Diseño del sistema de suministro de agua.
- Capacidad de generación de vapor de las calderas.
- Cambios anticipados de carga de vapor.
- Tipos de condiciones de carga de vapor, irregular o permanente.

3.3.1.1. Lazos de control de nivel: para atacar el control de nivel en el domo superior de una caldera, se han clasificado en controles de: uno, dos y tres elementos; los cuales se explicarán a continuación. (Buitrago,1995).

Control de nivel de un elemento: este esquema de control se puede observar en la figura 7, utiliza como única variable el nivel del domo, el cual es sensado a través de un transmisor de nivel. La señal enviada por este equipo pasa por un controlador de nivel, que la compara con un valor ajuste o set-point, finalmente actuando sobre la válvula de control que permite la entrada de agua a la caldera.

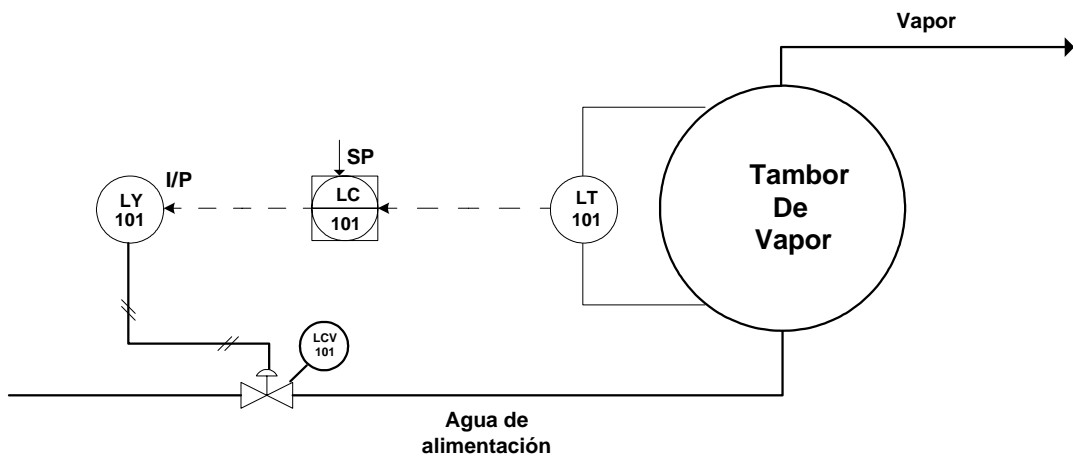


Figura 7. Control de nivel de un elemento. (Smith, 1991).

Control de nivel de dos elementos: este esquema se puede observar en la figura 8, además de la variable de nivel utiliza el flujo de vapor producido por la caldera. Este sistema de control es del tipo feedforward (determina la perturbación antes de que entre al sistema), el cual se anticipa registrando el flujo de vapor producido por la caldera y a partir de este determinando la apertura de la válvula de alimentación de agua, para así controlar el nivel del domo.

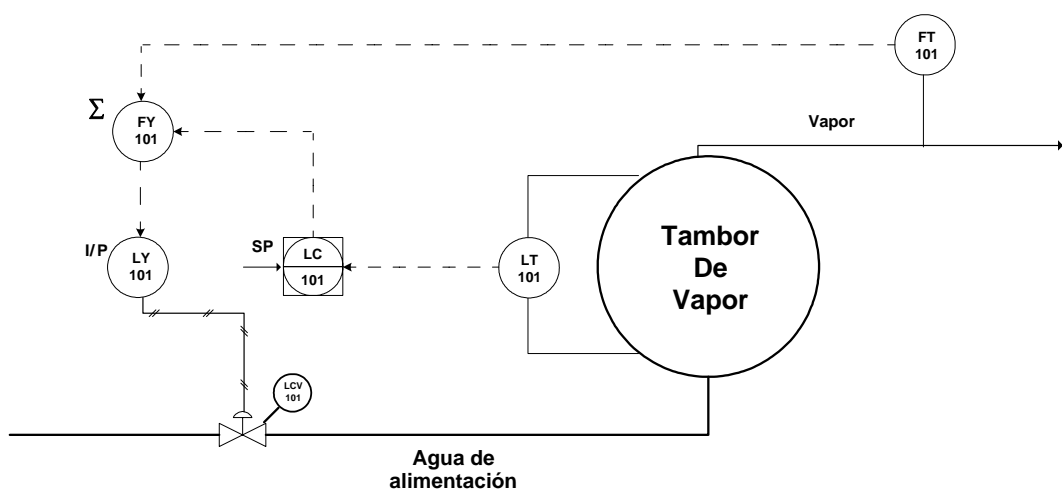


Figura 8. Control de nivel de dos elementos. (Smith, 1991).

Control de nivel de tres elementos: para el eficiente control del nivel en el colector de vapor, el sistema debe operar tres elementos: flujo del vapor, flujo de agua de alimentación y nivel en el colector. Los flujos de vapor y del agua de alimentación se comparan, solicitándose este último en consecuencia y corrigiéndose por medio de la señal de nivel en el colector. Este sistema es mejor que hacer que el nivel en el tambor de vapor controle en forma directa el agua de alimentación, porque la formación de espuma o el cambio en las condiciones del colector, pueden causar una indicación falsa de nivel. Asimismo, el controlador de tres elementos responde con mayor rapidez a los cambios en la demanda. En la figura 9 se presenta este sistema.

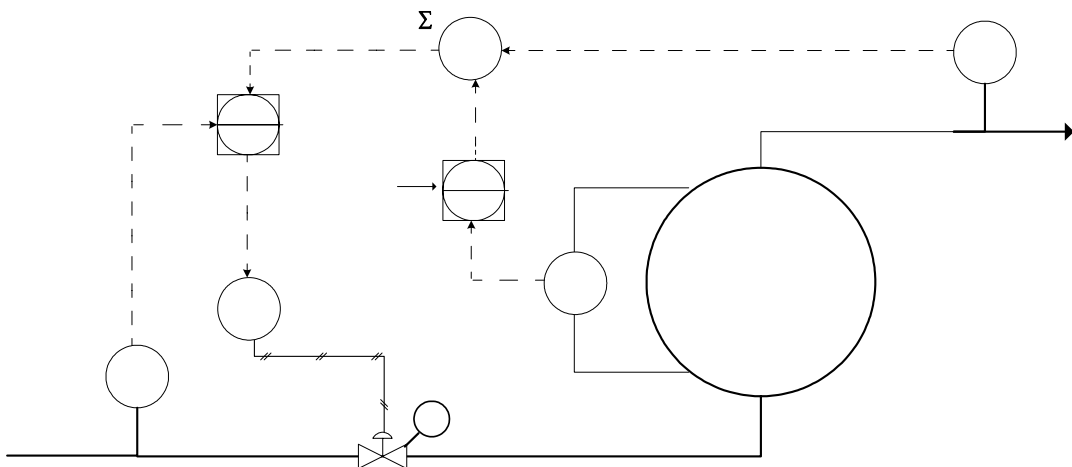


Figura 9. Control de nivel de tres elementos. (Smith, 1991).

3.3.2. Control de combustión:

Los controles de la combustión deben diseñarse para garantizar, en todo momento, una mezcla rica en aire, en especial durante los cambios de carga hacia arriba o hacia abajo. La presión en el cabezal de vapor, produce las señales para los controles de combustión en una caldera. Las señales para los controles de combustión vienen de un controlador maestro, alimentado por la señal de presión en el cabezal de vapor, si varias calderas están operando en paralelo. (Liptak, 1999).

En las industrias de procesos, la forma más común para implementar el control de razón aire/combustible, es por medio del método que se conoce como “control por limitación cruzada”; la implementación mencionada es de forma tal que, el aire determine el combustible, al incrementarse la demanda, y que el combustible sea el que determine el aire, al disminuir esa demanda. En los aumentos de carga, el aire se incrementa antes que el combustible. En las disminuciones de carga, se disminuye el combustible antes que el aire. Esto se realiza con selectores de señal alta y baja. (Branan, 2000).

3.3.2.1 Lazos de control de combustión: el control automático de la combustión, posee dos funciones fundamentales; ajustar la alimentación del combustible para mantener constante el flujo de vapor o la presión, variando la carga de la caldera y corregir y mantener la relación aire / combustible. Los sistemas pueden clasificarse en:

Sistema paralelo: se caracteriza porque el sistema de control de combustión ajusta simultáneamente el flujo de aire y el flujo de combustible para mantener controlada la presión del cabezal de vapor. El controlador de presión de vapor de cabezal se ajusta para que tenga una respuesta lenta y así controlar simultáneamente el flujo de aire y el de combustible. Una relación aire/combustible manualmente ajustada se mantiene entre los dos, debido a que no se obtiene una respuesta rápida de los quemadores ante

cambios grandes en el flujo de vapor. Con el esquema de control que se muestra en la figura 10, no se mantiene realmente una razón de flujo aire/combustible, sino más bien una razón de señales para los elementos finales de control, el flujo de éstos elementos depende de éstas señales y de la caída de presión a través de ellos; en consecuencia, cualquier fluctuación de presión a través de la válvula o del regulador de aire, cambia el flujo aunque no se cambie la abertura, y esto a su vez afecta el proceso de combustión y a la presión de vapor. (Smith, 1991).

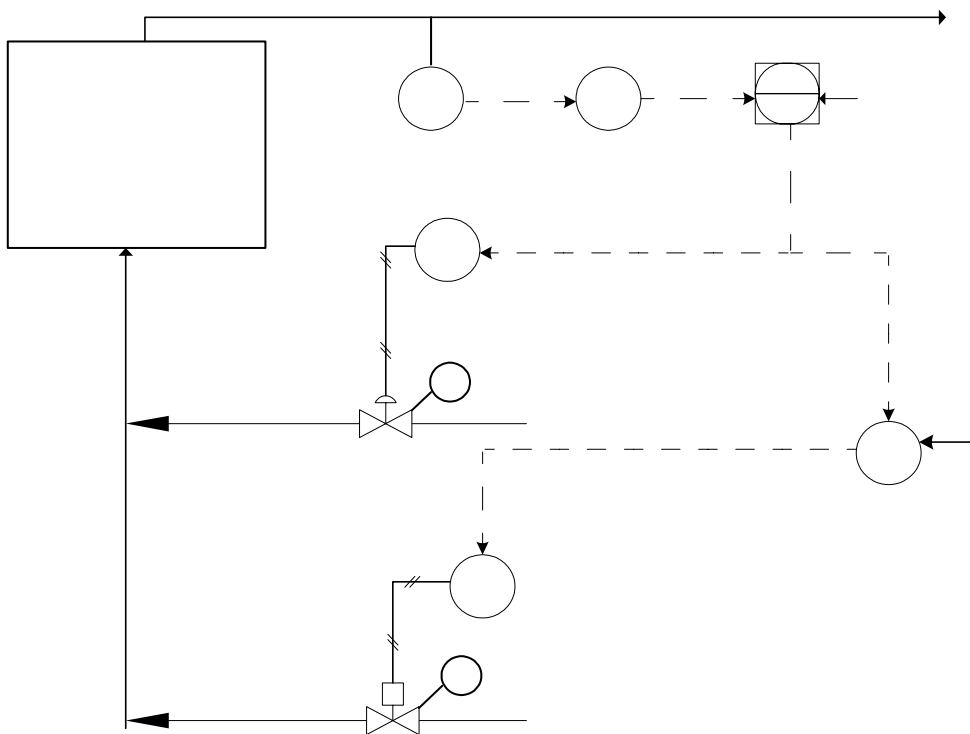


Figura 10. Control de combustión en paralelo. (Smith, 1991).

- b) **Serie Combustión (Flujo de Combustible / Aire):** en la figura 11b, se muestra un esquema de un mejor control y con el cual se evita el tipo de perturbaciones que trae el sistema en paralelo. En el esquema mencionado el flujo de combustible se fija mediante el controlador de presión, y el aire se raciona a partir del flujo de combustible, de manera de tener una respuesta rápida para que las fluctuaciones en la presión de vapor puedan ser corregidas casi de inmediato.

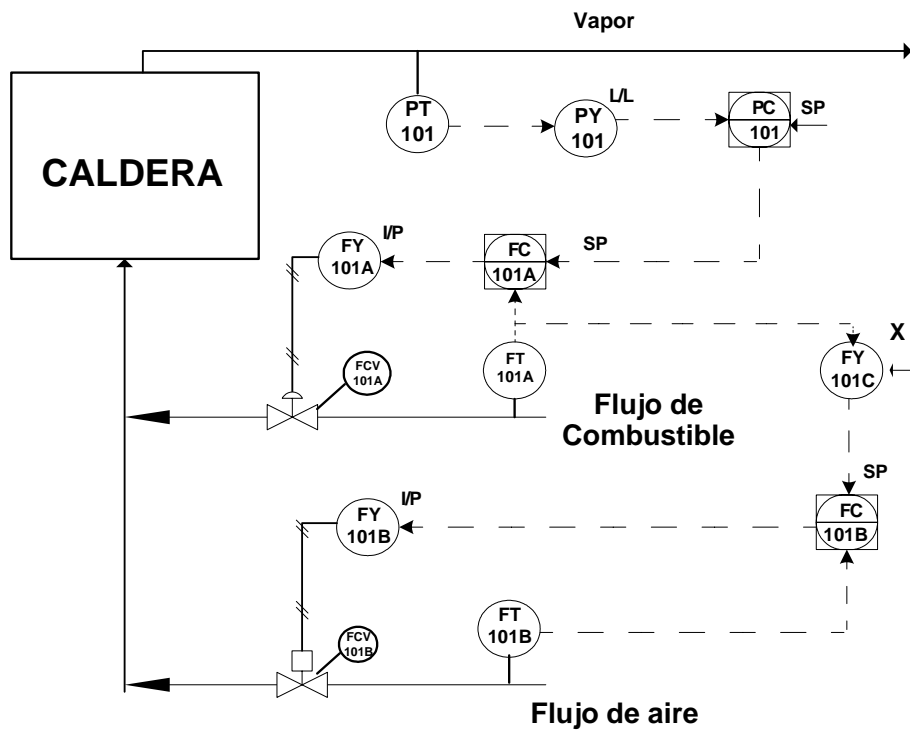


Figura 11b. Control de combustión en serie (Combustible/Aire).
(Smith, 1991).

3.4. TRATAMIENTO DE AGUA PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR.

El agua es la materia prima utilizada más extensamente en la industria, ésta contiene más o menos grandes cantidades de materia llamadas impurezas; es obvia la importancia de estas impurezas para el mantenimiento de la vida humana y vegetal; sin embargo la gran mayoría de estas impurezas pueden causar gravísimos problemas en los diferentes usos industriales y por esta razón la necesidad de purificarlas para sus usos específicos. Las impurezas que contiene el agua pueden ser divididas en sustancias sólidas suspendidas y disueltas, y ambas pueden ser de origen orgánico e inorgánico. (Degremont, 1979).

3.4.1 Problemas asociados con el agua:

Las impurezas contenidas en el agua que van hacia un proceso industrial o equipo, como calderas, torres de enfriamiento, etc., son causa de diferentes y graves problemas que conllevan frecuentemente a paradas de plantas no programadas con sus respectivas pérdidas de producción y gastos de mantenimiento. Los daños más frecuentes originados por el agua no tratada son los siguientes: (Lipesa, 1998)

- *Depósitos Incrustantes o Incrustaciones:* estos son producidos principalmente por las sales de calcio y magnesio, es decir, por la dureza presente en el agua. Sus condiciones son las formaciones de películas más o menos espesas de depósitos fuertemente aislantes, capaces de inhibir o anular totalmente la transmisión de calor y de hecho, producir problemas económicos de funcionalidad y hasta en los casos de las calderas, roturas y explosiones de las mismas por razones de la sobre-calefacción de los materiales que la constituyen.
- *Corrosión:* la corrosión es producida principalmente por los gases disueltos en el agua. De estos merecen principal atención el oxígeno y el dióxido de carbono. El primero ataca y corroe los materiales cuando se libera la solución

en que estaba y el segundo en solución crea condiciones ácidas capaces de atacar los materiales principalmente ferrosos como cualquier otro ácido.

3.4.2. Purga en calderas:

La purga de caldera es realizada a fin de evitar la concentración excesiva de sólidos disueltos en el agua dentro de la caldera. Las impurezas normalmente encontradas en el agua en forma disuelta o suspendida, se van acumulando (concentrando) a medida que se genera vapor (quedan dentro de la caldera). Esta excesiva cantidad de sólidos en la misma, genera problemas no deseados de corrosión e incrustación, por lo cual es necesario removerlos o reducirlos hasta un nivel de concentración aceptable y que no afecte al sistema generador de vapor. Los sólidos se hacen menos solubles a altas temperaturas, tienden a depositarse en las superficies de calentamiento; los depósitos tienen un bajo valor de transferencia de calor, lo que resulta en una baja eficiencia, causando sobrecalentamiento de los tubos. Existen dos tipos de purga: (CONAE, 2002)

- *Purga Continua:* las conexiones para este fin están de 2" a 3" por debajo del nivel de agua de operación de la caldera, para remover en forma continua el agua que en esta zona tiene máxima concentración y las impurezas de la superficie; y siempre de acuerdo a los controles analíticos realizados (sólidos disueltos y ciclos de concentración).
- *Purga Manual o de Fondo:* es necesario para la correcta operación de calderas, aunque se use la purga continua. Las conexiones van colocadas en la parte inferior de las calderas (Domo Inferior) de manera que además de remover los sólidos disueltos en el agua, también se remuevan los lodos que se acumulen en esta zona. Los fabricantes recomiendan por lo menos una purga de fondo diaria.

3.4.2.1 Relación entre los ciclos de concentración y la purga: los ciclos de concentración son una medida del porcentaje de purga que se le debe realizar a la caldera; resulta de la división de la concentración de algún parámetro químico en la purga de la caldera, como se muestra en la Ec. 1, entre la concentración de ese mismo parámetro en la alimentación. Los límites se fijan para ayudar a asegurar un vapor de buena calidad (por ejemplo, la limitación del sílice en el vapor esta entre 0.02-0.03 ppm.), la purga normalmente se basa en el más estricto de éstos parámetros.

$$C_c = \frac{C_p}{C_a} \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

Cc: Ciclo de concentración (adim).

Cp: Concentración del parámetro en purga (ppm).

Ca: Concentración del parámetro en alimentación (ppm).

Los fabricantes recomiendan un rango de ciclos de concentración entre 5 y 10 ciclos, para garantizar una operación dentro de los parámetros establecidos. En Remavenca el parámetro crítico es el Sílice, debido a que a éste no se le realiza ningún tratamiento. Si por ejemplo en un análisis de sílice, los de ciclos de concentración son 15 y el parámetro de concentración de sílice en el agua de purga, está dentro del rango establecido, significa que se está desechando más agua de la necesaria por la purga continua, y se debe cerrar la válvula de la purga; si por el contrario los ciclos de concentración resultan menor a 5, significa que se esta concentrando demasiado las sales en el agua de caldera, y por lo tato se debe realizar la apertura de la válvula de la purga continua. (Lipesa, 1998).

3.4.3 Características del agua para calderas de baja presión:

Los objetivos de cualquier programa de tratamiento son producir vapor de excelente calidad, evitar la corrosión y las incrustaciones. La presión y el diseño de una caldera determina la calidad del agua que requieren para generar vapor. En la tabla 2, se presentan los parámetros a controlar en calderas de baja presión.

Tabla 2. Parámetros para el agua de calderas de baja presión (0-300 psi.)

<i>Parámetro Químico</i>	<i>Agua de Alimentación</i>	<i>Condensado</i>	<i>Agua de Caldera</i>
pH	8-9.5	8-8.5	10.5-11.5
Sólidos solubles (mg/l)	200	30	máx. 3.500
Alcalinidad total (mgCaCO ₃ /l)	40	5-10	300-700
Dureza total (mgCaCO ₃ /l)	0	0	0
Cloruros (mgCl/l)	---	0	máx. 300
Fosfatos (mgPO ₄ ⁻³ /l)	---	---	20-40
Sílice (mgSiO/l)	---	0	máx. 150
Hierro (mgFe/l)	0.1	0.1	0.1
Oxígeno (mgO ₂ /l)	0.010 máx.	---	---
Sulfito (mgSO ₃ /l)	0	0	30-60
CO ₂ (mg/l)	< 10	---	---

Fuente: American Boiler Manufacturer's Association (ABMA)

La secuencia del tratamiento externo del agua depende del tipo y concentración de los contaminantes, en la figura 12 se puede apreciar esta secuencia. El agua de REMAVENCA se caracteriza por tener un alto contenido de bicarbonato y dureza, los cuales son necesarios eliminar para la generación de vapor.

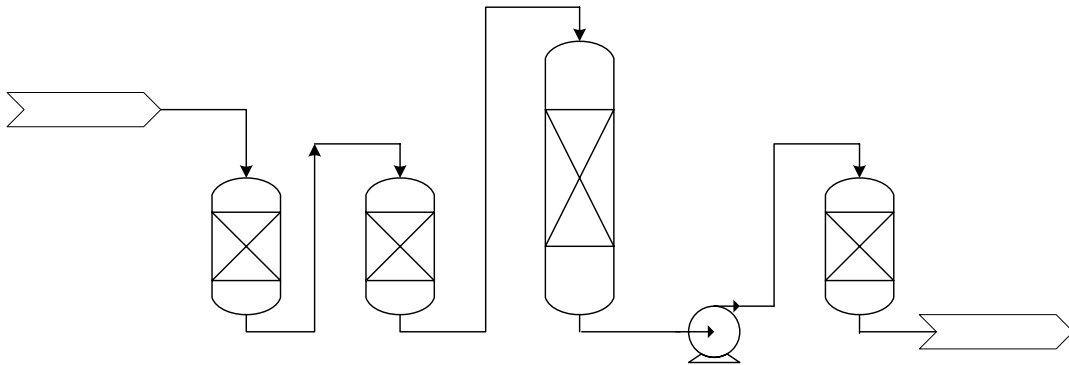


Figura 12. Diagrama del proceso de la planta de tratamiento de aguas blancas (P.T.A.B.) (Figueroa, 2004).

El tratamiento externo del agua para la generación de vapor en REMAVENCA consta de las siguientes etapas: filtración, decarbonatación, desgasificación, suavización, ajuste de pH, desaireación. Las características del agua en la empresa se presentan en la tabla 3.

Tabla 3. Características del agua cruda en REMAVENCA.

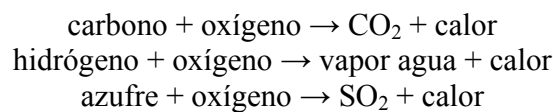
<i>Parámetro Químico</i>	<i>Características Promedio</i>
pH	7.56
Sólidos solubles (mg/l)	342
Alcalinidad total (mgCaCO ₃ /l)	490
Dureza total (mgCaCO ₃ /l)	254
Sílice (mgSiO/l)	28
Hierro (mgFe/l)	0.2

Fuente: Cater, 1998.

3.5. LA COMBUSTIÓN.

El monitoreo y control de combustión es una de las tareas iniciales al buscar ahorros de combustible. Mantener la proporción correcta de aire/combustible evita que se arroje energía por la chimenea o se enfríe el hogar con un exceso de aire. Mejorando o implementando sistemas de control de la combustión se inicia una carrera en la disminución del costo de la factura energética.

La combustión es una rápida combinación de oxígeno con un combustible, resultando en la liberación de calor. El oxígeno proviene mas frecuentemente del aire: Aproximadamente 21% de oxígeno y 79% de nitrógeno. Los combustibles típicamente están compuestos de carbono, hidrógeno y algunas veces de azufre. A continuación se presenta las diversas reacciones de combustión.



En la figura 13 se presenta un diagrama simplificado del proceso de combustión en una caldera.



Figura 13 . Diagrama de combustión en una caldera.
(Tecnocntroles, 2005).

En la combustión cuando se introduce más oxígeno (o menos combustible) del necesario se excede la proporción de la mezcla, entonces el fuego se convierte en oxidante. El oxígeno de exceso no toma parte en el proceso e igualmente como entró, sale. Cuando se introduce menos oxígeno (o hay exceso de combustible) del necesario para la combustión el fuego se convierte en reductor. Aquí el combustible de exceso no forma parte del proceso y se arroja por la chimenea. Debido a que en el aire la proporción de oxígeno es menor que la de nitrógeno, el volumen requerido de aire es mucho mayor que el requerido para oxígeno puro.

El nitrógeno del aire no participa en la reacción de combustión, es únicamente un acompañante indiferente al proceso. Aún así el nitrógeno absorbe cierta cantidad de la energía calórica que se produce en la reacción; es decir, una porción de la energía calórica se disipa entre las distintas moléculas de nitrógeno que formarán parte de los gases de combustión. Esto significa que se obtendrá una temperatura de llama más baja, si se utiliza aire en vez de oxígeno puro. (Rendón, 1999).

3.5.1 Energía o calor disponible:

El fenómeno de la influencia del exceso de aire en la temperatura de los productos de la combustión introduce el concepto de energía disponible. La energía disponible se mide como el calor obtenido de la combustión perfecta de un combustible. Si se mezcla un combustible con la cantidad precisa de aire en una cámara cerrada donde se recolecta el calor obtenido y se evalúa, la cantidad de calor recolectado es la energía disponible y esta se relaciona con la temperatura de los productos de la combustión. Por ejemplo 1 pie³ de Metano quemado con la proporción perfecta de aire, genera 1103 Btu (278 Kcal) de energía, si los gases de combustión son enfriados hasta 60 °F (16 °C). Este mismo pie³, genera 1000 Btu (252 Kcal) de energía, si se enfrian los gases de combustión hasta 220 °F (104 °C). El primer valor de energía se le conoce como poder calorífico superior, al segundo valor como poder calorífico inferior. (Rendón, 1999).

De lo anterior se deduce que mientras mejor se aproveche la energía disponible de la combustión, menor será la cantidad de combustible necesario para obtenerla. De aquí que mientras más exceso de aire se introduzca (o menor la temperatura del mismo) menor será la energía que se podrá obtener.

3.5.2 Control del caudal de aire:

El control del aire aportado para combustión tiene gran importancia. La proporción estequiométrica correcta entre gas Metano y aire es 1:10, aproximadamente. Generalmente siempre es necesario un exceso de aire para que la combustión sea completa y no se produzcan componentes no quemados. El control del caudal de aire, aparte de garantizar la proporción de la mezcla combustible deseada, determina de alguna manera, la temperatura de los gases de combustión y la cantidad de energía que se puede aprovechar de los mismos. En el gráfico 4, se observa las relaciones del oxígeno en los gases de combustión con el aire en exceso para diversos combustibles, mientras que en el gráfico 5, se observa el efecto del

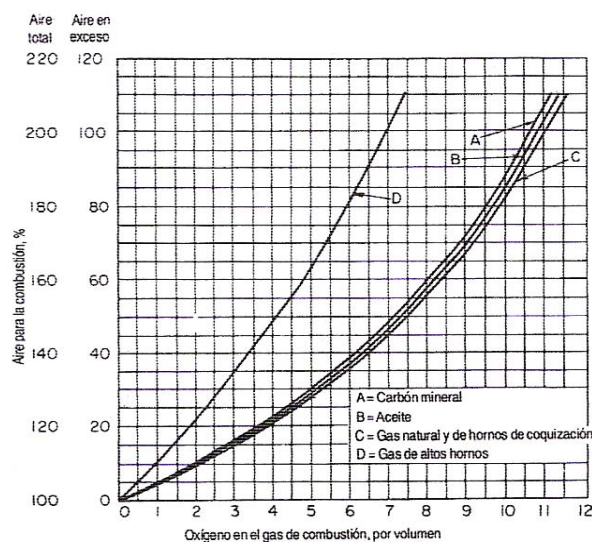


Gráfico 4. Relación del oxígeno en los gases de combustión con el aire en exceso para diversos combustibles. (Perry, 1996).

exceso de aire en la energía disponible para gas metano con 1000 Btu/ft³ de poder calorífico. (Tecnocontrols, 2005).

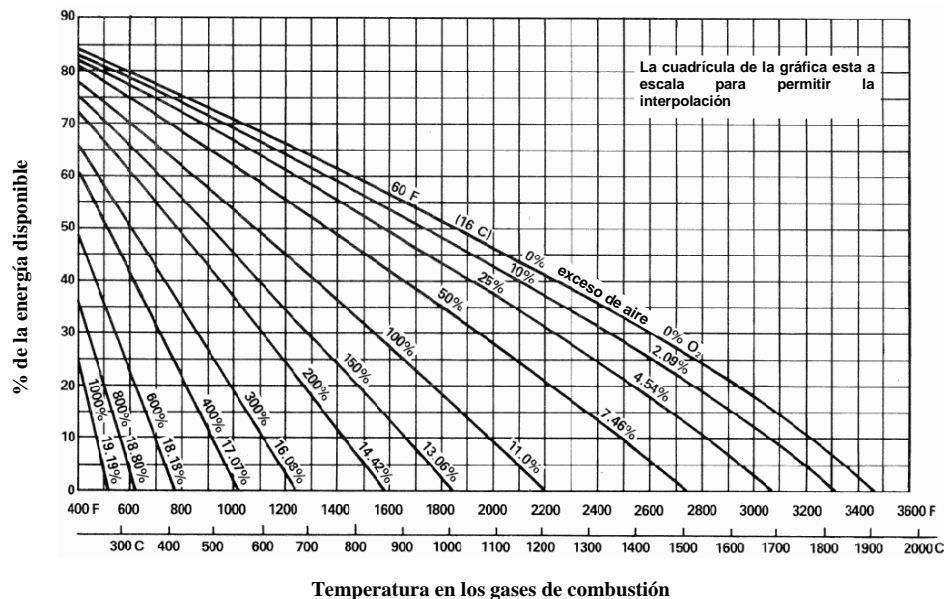


Gráfico 5. Efecto del exceso de aire en la temperatura de los gases de combustión y la energía disponible. (Rendón, 1999).

En el gráfico 5 se observa cómo a mayor cantidad de aire, menor es la energía disponible. Por ejemplo la curva de 25 % de exceso de aire (4,54 % de O₂) se tiene una temperatura a nivel de la llama de 3.070 °F (1.688 °C). Si se aprovecha el calor de la combustión hasta obtener una temperatura de 1000 ° F (538 °C) de habrá aprovechado un 69 % de la energía disponible.

En la tabla 4 se puede apreciar la relación óptima de aire-gas para diversos combustibles.

Tabla 4. Relación óptima Aire-Gas para distintos combustibles.

<i>Combustible</i>	<i>Relación</i>
Gas Natural	10:1
Propano	25:1
Butano	32:1
Combustóleo (FuelOil 6)	15:1

Fuente: CIBO, Energy efficiency Handbook.

3.5.3 Combustión del gas metano:

El gas metano comercializado por tuberías en Venezuela es una mezcla de hidrocarburos donde el componente principal es Metano es más de un 70%. En la tabla 5, se aprecia esta composición. Por otra parte en un proceso industrial el oxígeno para la combustión se obtiene directamente del aire. En la figura 14 se presenta de una manera simple la combustión del metano.

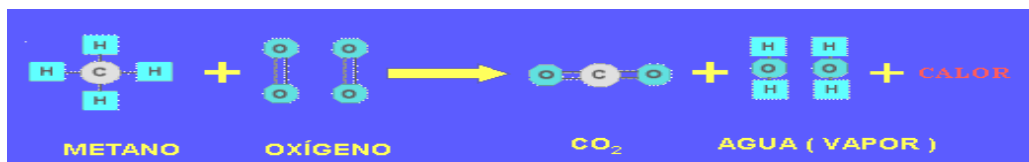


Figura 14. Combustión del gas natural. (Tecnocontrols, 2005)

De lo anterior se observa que la reacción química de la combustión del Metano lleva consigo otras complejidades, es decir, no sólo es la reacción de metano con oxígeno; sino la combinación de todos los componentes del gas metano con todos los componentes del aire, donde naturalmente alguno de los acompañantes del gas metano y del aire no participan en la generación de calor. En la práctica, para lograr que billones y billones de moléculas de combustible ubiquen una molécula de

oxígeno entre los billones y billones de moléculas de los gases que componen el aire, se deben realizar algo más que sólo ponerlas en contacto; se necesita:

- Introducir constantemente la proporción adecuada.
- Lograr una buena mezcla.
- Lograr y mantener la ignición.

El control de la combustión se trata de mantener estos tres ítems, en el mejor estado durante el proceso en el que se requiere el calor. El desequilibrio en alguno de estos aspectos producirá una combustión ineficiente y, en ocasiones, riesgosa; con el consecuente derroche de energía. (Tecnocntroles, 2005).

Tabla 5. Composición del gas natural.

<i>Componente</i>	<i>Frac. Molar</i>	<i>C</i>	<i>H</i>	<i>N</i>	<i>S</i>
CH ₄	0.750	0.750	3.000	--	--
C ₂ H ₆	0.043	0.086	0.258	--	--
C ₃ H ₈	0.013	0.039	0.104	--	--
C ₄ H ₁₀	0.004	0.016	0.040	--	--
N ₂	0.173	--	--	0.346	--
H ₂ S	0.017	--	0.034	--	0.017
Total	1	0.891	3.436	0.346	0.017

Fuente: PDVSA gas, Venezuela.

3.5.4 Poder calorífico:

El poder calorífico de un combustible es su capacidad de generar calor. Depende de la composición química del mismo, es decir, de la proporción hidrógeno / carbono en su composición. En la tabla 6 se presentan poderes caloríficos promedios para algunos combustibles gaseosos. Para combustibles líquidos o sólidos, el poder

calorífico se establece, generalmente con relación a la unidad de masa en condiciones de la atmósfera estándar (presión de 1 atmósfera, temperatura de 25 °C) (Perry, 1996). Para combustibles gaseosos, el poder calorífico se refiere, generalmente a la unidad de volumen normal del gas (presión de 1 atmósfera, temperatura de 0 °C). Existen dos tipos de poder caloríficos:

- *Poder calorífico Inferior (PCI)*: no incluye el calor de vaporización del agua contenida en los productos de combustión (se considera por lo tanto, que esta agua permanece en forma de vapor). Este es el valor realmente utilizado para efectos prácticos.
- *Poder calorífico Superior (PCS)*: incluye el calor del agua formada durante la combustión, pero no el agua que pueda estar presente en ciertos combustibles gaseosos. La definición del PCS supone, por tanto, que la totalidad del agua procedente de la humedad del combustible y de la combustión reaparece en estado condensado en los productos de combustión. La diferencia entre el PCS y el PCI corresponde al calor latente de vaporización del agua.

Tabla 6. Poderes caloríficos de combustibles gaseosos.

<i>Combustible</i>	<i>Superior (Btu/ft³)</i>	<i>Inferior (Btu/ft³)</i>
Metano CH ₄	1103	1000
Etano C ₂ H ₆	1773	1622
Propano C ₃ H ₈	2524	2322
Butano C ₄ H ₁₀	3271	2018

Fuente: Tecnocontroles, 2005

3.5.5 Ahorro energético controlando la combustión:

El monitoreo y control de la combustión es una de las tareas iniciales al buscar ahorros de combustible. Al mantener la proporción correcta de aire-combustible se evita arrojar energía por la chimenea o enfriar el hogar con aire de exceso. Mejorando o implementando sistemas de control de la combustión se inicia la carrera en la reducción del monto de la factura energética. El entorno competitivo global y la internacionalización de los precios en insumos y productos, obliga a los industriales y productores a mejorar sus procesos e incrementar su margen de ganancia, a fin de mantenerse competitivos.

El ámbito del gas metano, no escapa de esta realidad. Aún siendo el gas metano el combustible fósil más económico de la oferta energética venezolana y aún considerando que Venezuela es uno de los países con los precios más bajos de América; el ajuste en los precios de este combustible impacta al productor y al consumidor. Este impacto es una oportunidad que obliga a reducir los desperdicios en el uso de energía; ajustando el consumo a parámetros de uso eficiente con miras a alcanzar niveles óptimos similares al de los países altamente industrializados.

Por otra parte el incremento de la conciencia ambientalista en el mundo ha originado una serie de leyes de “Protección al Ambiente y Regulación de Emisiones”. El ahorro energético a través de la combustión reduce la emisión de contaminantes.

En algunos países las regulaciones o leyes ecológicas otorgan incentivos fiscales por utilización de combustibles poco dañinos al medio ambiente. También la violación en los niveles de emisiones a la atmósfera puede ocasionar multas y hasta el cierre de la planta. (Rendón, 2000).

3.5.6 Ahorro de energía modificando procesos:

Existen diferentes estrategias para reducir el monto de la factura de gas e incrementar el margen de ganancias de una industria, entre las cuales se pueden agrupar las siguientes:

- *Incrementando la eficiencia de la conversión de energía:* significa aumentar la eficiencia térmica de la combustión, aprovechando al máximo las propiedades intrínsecas del combustible y operativas del proceso; tales como: temperatura, velocidad de flujo y concentración del oxígeno y combustible. También implica la selección de los equipos más eficientes para el aprovechamiento de la energía total del combustible, mejorando la mezcla aire-combustible y aprovechando el tiro propio de la combustión.
- *Disminuyendo pérdidas en el uso de la energía:* esto se logra incrementando el aislamiento de reactores, ductos, hogares, etc., aumentando la transferencia de calor precalentado, los insumos y enfriando los efluentes. Utilizando materia prima “seca” para reducir el uso de calor para evaporación del agua. Utilización del calor excedente de un proceso en otro proceso.
- *Mejorando el promedio de consumo productivo de energía:* considerando la disponibilidad y costo del gas metano versus otras fuentes de energía pueden cambiarse procesos, eliminando el uso de la fuente de energía más costosa, por ejemplo: bagazo de caña por gas metano o fundición por arco sumergido por fundición con oxígeno puro y gas metano.

La enumeración de posibilidades de mejoras para el ahorro de energía son muchas y obviamente dependerán de la variedad de la cesta de productos energéticos disponibles; tecnología, capacitación, incentivos fiscales, regulaciones ambientales, etc. (Rendón, 1999).

3.6. EFICIENCIA ENERGÉTICA.

La eficiencia energética de una caldera se define como la relación entre la cantidad de energía proveniente del combustible que es absorbida por el agua y la energía total liberada por el combustible entregado a la caldera. La eficiencia energética es un factor clave en la operación de una caldera; pues influye directamente en el consumo de combustible y en el nivel de emisiones de CO que se generan durante su funcionamiento. Una caldera que trabaja con una eficiencia energética menor a la máxima posible, consumirá más combustible para generar la misma cantidad de vapor y por tanto emitirá un mayor volumen de gases de combustión. (MIP, 2000).

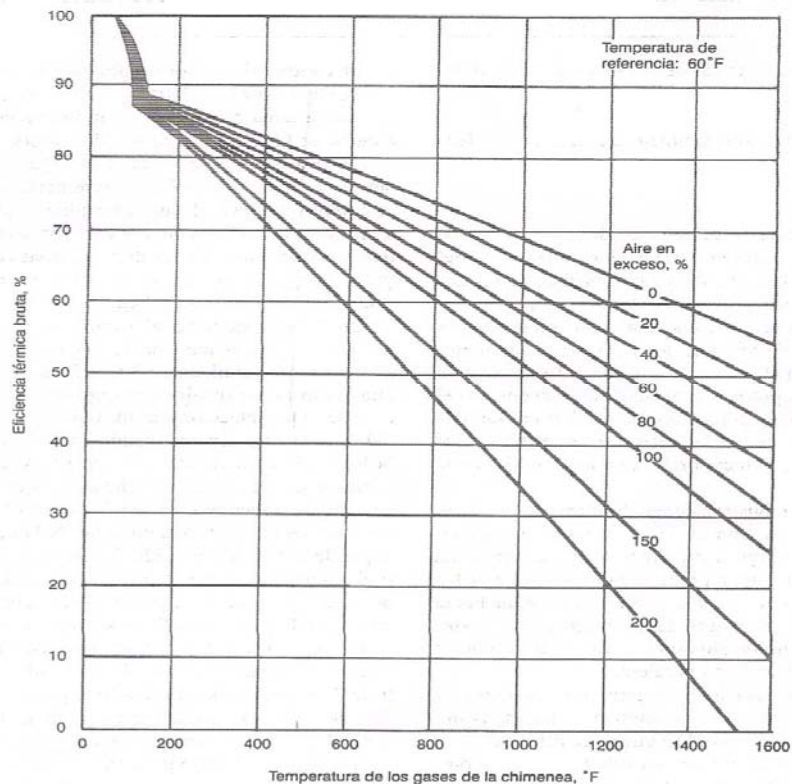


Gráfico 6. Determinación de la eficiencia térmica bruta. (Branan, 2000).

A continuación se explica la metodología usada para la determinación de la eficiencia energética de las calderas de vapor. La eficiencia energética puede medirse siguiendo dos métodos distintos: el método de **balance de energía** (o método indirecto), y el **método de entrada y salida** (o método directo). (ASME, 1998)

3.6.1 Método de Entrada y Salida:

El balance de energía de una caldera puede dividirse en la entrada de energía como suministro de combustible, la salida de energía como producción de vapor y pérdidas (ver la figura 15). En el método de entrada y salida, se determina el suministro de combustible y la producción de vapor y se calcula la eficiencia energética dividiendo la energía en la salida de vapor entre la energía suministrada con el combustible de la siguiente forma:

$$E = \frac{V \times (H - H_w)}{F \times PCI} \quad \text{Ec.2}$$

Donde:

V: Flujo de vapor, kg/h

H: Entalpía del vapor, kJ/kg

H_w: Entalpía del agua alimentación kJ/kg

F: Consumo de combustible, kg/h

PCI: Poder calorífico inferior del combustible, kJ/kg

Para el método de entrada y salida, los requerimientos de mediciones primarias, en el caso de calderas a gas o petróleo, son:

- El caudal del combustible, el agua de alimentación y todos los caudales secundarios, tales como la purga de la caldera.
- Presión y temperatura del agua de alimentación y la salida de vapor.

- El poder calorífico inferior y/o superior del combustible.

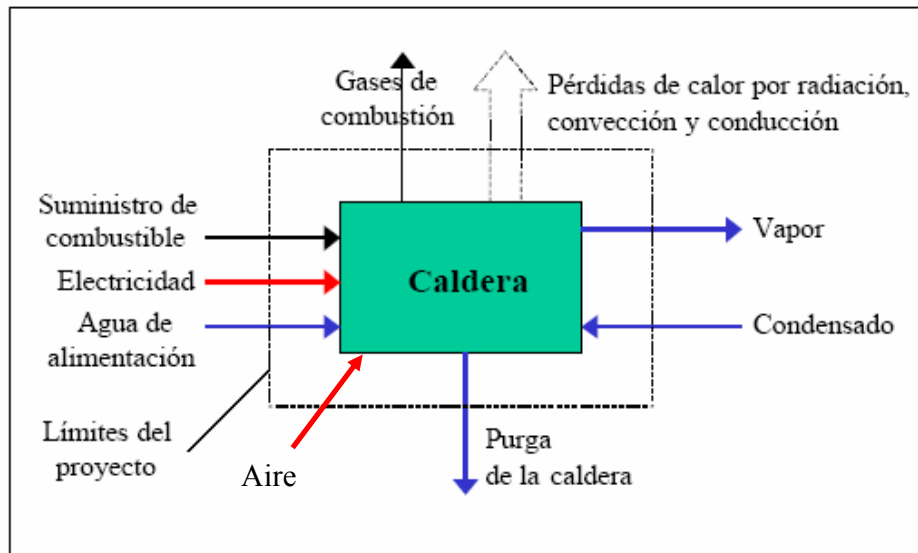


Figura 15. Balance de energía y límites del proyecto para una caldera.
(CONAE, 2000).

3.6.2 Método del Balance de Energía:

Determina la eficiencia energética de manera indirecta a través de la medición de las diversas pérdidas de energía. La eficiencia energética se calcula restando las diversas pérdidas del 100%. El método indirecto (también llamado método de las pérdidas) determina la eficiencia empleando la Ec. 3.

$$E = 100 - (Pg + Pi + Pr + Pp + Pq) \quad \text{Ec.3}$$

Donde:

E: Eficiencia energética promedio (%).

Pg: Pérdida de calor por gases de chimenea (%).

Pi: Pérdida de calor por gases no quemados (%).

Pr: Pérdida de calor por radiación y convección (%).

Pp: Pérdida de calor por purgas (%).

Pq: Pérdidas por el quemador (%).

Para el método de balance de energía, los requerimientos de mediciones primarias, en el caso de calderas a gas o petróleo, son:

- El análisis químico del gas de combustión.
- Temperaturas del aire y del gas de combustión.
- El poder calorífico inferior y/o superior del combustible.
- Flujo de Combustible.
- Flujo de purga.

3.6.3 Ventajas y Desventajas de los métodos:

Las ventajas y desventajas del método de entrada y salida y del método de balance de energía se presentan en la tabla 7, en la mayoría de los casos, el método de balance de energía conlleva una incertidumbre total de prueba más baja porque las pérdidas medidas representan sólo una fracción pequeña de la energía total. Asimismo, en la práctica es muy difícil medir de manera exacta las propiedades y caudales del vapor, lo que es necesario para el método de entrada y salida.

En cuanto al método de balance de energía, la medición de la composición y temperatura de los gases de combustión puede realizarse de forma relativamente fácil y precisa, y esta información permite así determinar las pérdidas mayores. La principal ventaja del método de entrada y salida es que todas las pérdidas están automáticamente cubiertas por las mediciones; mientras que con el método de balance de energía, algunas pérdidas tienen que ser estimadas. Además, el método de entrada y salida permite determinar la eficiencia promedio de operación en un

intervalo de tiempo más largo, que incluye pérdidas debido a una operación stand by o arranque y purgas discontinuas. Las mediciones realizadas con el método de balance de energía sólo muestran la eficiencia durante una operación en régimen estacionario.

Tabla 7. Ventajas y desventajas del método Directo e Indirecto.

	<i>Método de Balance de Energía (Método Indirecto)</i>	<i>Método de Entrada y Salida (Método Directo)</i>
<i>Ventajas</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Las mediciones primarias (composición y temperatura del gas de combustión) puede hacerse de manera muy exacta con equipos relativamente simples. • El nivel de incertidumbre de los resultados de las pruebas es, con frecuencia, más bajo que con el método de salida-entrada. • La medición de las diferentes pérdidas permite identificar las fuentes de ineficiencia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Todas las pérdidas son consideradas en la medición y no es necesaria la estimación de algunas pérdidas. • Requiere pocas mediciones.
<i>Desventajas</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Algunas pérdidas son prácticamente imposibles de medir y tienen que ser estimadas (pérdida debido a radiación, convección y conducción; purga de la caldera si se opera de manera discontinua; pérdidas de operación debido a pausas o arranques) • Requiere de más mediciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Flujo del combustible, poder calorífico del combustible, caudales de vapor y propiedades del vapor tienen que ser medidos de manera muy exacta para minimizar el nivel de incertidumbre. • No se identifican fuentes de ineficiencia.

Fuente: CONAE, 2000.

3.6.4. Influencia del factor de carga y de las actividades de mantenimiento en la eficiencia energética

La eficiencia energética de las calderas depende no sólo del desempeño general de la caldera, sino también del estado de mantenimiento y del factor de carga real, el cual se define como la carga real de la caldera dividida entre la carga máxima posible (capacidad) de la misma. Un factor de carga real de 0,5 significa que la caldera está operando al 50 % de su posible capacidad. Por lo tanto, puede cambiar considerablemente con el tiempo. (Barroso, 2000).

Por lo general, el nivel de eficiencia más alto se alcanza después de realizadas las actividades de mantenimiento (tales como ajustes de combustión, limpieza de tubos) y a factores de carga de (60-70) %. Esto dificulta la comparación de eficiencia energética antes y después de la implementación de las medidas de mejora. Al parecer, es posible seguir los siguientes enfoques: (MIP, 2000).

- La eficiencia energética se determina antes y después de la implementación de medidas en una situación de operación referencial en régimen estacionario. La situación de operación referencial puede tener lugar al nivel de fogeo del combustible y dentro de un período de tiempo limitado después de completados los procedimientos de mantenimiento regulares.
- La eficiencia energética puede determinarse como una eficiencia promedio durante un intervalo de tiempo más largo (1 a 4 semanas) antes y después de la implementación de las medidas. De esta forma se determinaría una eficiencia energética promedio, que incluye otras pérdidas debido a pausas o a una purga discontinua de la caldera.

En el primer caso, se puede emplear tanto el método de balance de energía como el de entrada y salida; en el segundo caso, sólo es aplicable el método de entrada y salida. El último enfoque presenta la desventaja de que los resultados de las mediciones dependen de las características de operación del respectivo intervalo de tiempo. La actividad de producción y, en consecuencia, las características de la demanda de vapor en la planta pueden variar significativamente entre los dos períodos de medición antes y después de la implementación de medidas para mejorar la eficiencia. (MIP, 2000).

Por ende, se sugiere seguir el primer enfoque para la verificación de las mejoras de eficiencia y llevar a cabo mediciones antes y después de la implementación de la actividad del proyecto en condiciones de operación estable.

3.7. OPCIONES PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.

Existen diferentes medidas para incrementar y mantener la eficiencia energética de una caldera en niveles óptimos, que permiten lograr ahorros, reducir costos operativos y las emisiones de gases al ambiente. Existen medidas que son parte del mantenimiento preventivo y la operación normal de las calderas (lo que se denomina “buenas prácticas de gestión o good housekeeping”), y el costo de su implementación es parte del costo operativo de las calderas; asimismo, si no se implementan o se hacen deficientemente ocurre que las calderas trabajan con eficiencias bajas o simplemente no pueden trabajar ya sea por mal funcionamiento de algún componente o por cuestiones de seguridad (riesgos).

Existen otras medidas que constituyen opciones de mejora de eficiencia de las calderas que normalmente no vienen incorporadas en las unidades cuando se adquieren, dado que requieren una mayor inversión, que resulta muchas veces justificable, aunque ello no se analiza por lo común al momento de adquirirse una caldera. (Liptak, 1999).

3.7.1. *Medidas de buenas prácticas de gestión (good housekeeping)*

A continuación se hace una breve descripción de las medidas que son parte del mantenimiento y operación normal en las calderas, algunas de las cuales no implican ninguna inversión.

1. *Ajustar el exceso de aire:* consiste en ajustar el flujo de aire en el quemador hasta conseguir un nivel de oxígeno de (3,5 a 4) % en el gas de chimenea, sin que se produzcan demasiados residuos (monóxido de carbono, hollín) en los productos de combustión. El ajuste se realiza en todo el rango de modulación del quemador posicionando el mecanismo de regulación aire-combustible del quemador (varillas y leva) que lleva toda caldera, observando la apariencia de los humos, es decir la

presencia de hollín (ajuste grueso) ó mediante análisis de gases de chimenea (ajuste fino) que da mejores resultados. El ajuste lo realiza usualmente un tercero que cuenta con analizador de gases portátil y experiencia en la metodología de ajuste de combustión.

2. *Ajustar temperatura y presión de inyección del combustible al quemador:* consiste en trabajar con los parámetros de operación óptimos indicados por el manual de la caldera, ajustados en campo según la calidad del combustible. Ello ayuda a una combustión eficiente.

3. *Ajustar el tiro (presión dentro del hogar):* se consigue posicionando el damper de la chimenea hasta conseguir una presión que permita una buena combustión y llama de forma adecuada.

4. *Operar la caldera a factores de carga entre (60 y 70) %:* en este rango la caldera trabaja a su máxima eficiencia. Esta mejora se puede conseguir operando el quemador de la caldera en posición "manual", lo cual se puede aplicar en aquellas calderas de plantas con procesos estables. La implementación de esta medida depende de las características de la demanda de vapor en la empresa (si es estable o fluctuante) y de la capacidad de la caldera (en las calderas pequeñas cuyos quemadores no son modulantes no es posible aplicar esta medida).

5. *Reducir la presión de vapor al mínimo posible:* consiste en ajustar el límite máximo de presión de trabajo en el presóstato de la caldera, que permita tener un vapor a la temperatura y presión conveniente en los usuarios, sin necesidad de generarlo a demasiada presión consumiendo mayor energía.

6. *Mantener en buen estado componentes del sistema de combustión:* consiste en realizar un mantenimiento preventivo adecuado a la bomba, calentador de combustible (caso de residuales), válvula moduladora, leva, quemador (especialmente la boquilla de atomización), cono refractario, difusor, etc. El buen funcionamiento de estos componentes asegura una buena combustión con bajos niveles de exceso de aire y una alta eficiencia de la caldera.

7. *Mantener en buen estado la instrumentación y controles:* consiste en tener operativos los manómetros, termómetros, reguladores de presión y flujo de combustible para garantizar una buena combustión en el quemador.
8. *Mantener en buen estado los refractarios y aislamiento,* para evitar las pérdidas de calor por paredes.
9. *Limpiar tubos en el lado de los gases y agua:* consiste en deshollinar los tubos en el lado de los gases o eliminar depósitos de sales en el lado del agua. Ello permite mejorar la transmisión de calor gases-agua e incrementar la eficiencia de las calderas.
10. *Cambiar tubos cuando sea necesario:* consiste en cambiar los tubos deteriorados que usualmente se les cierra para que no pase el agua, reduciendo el área de transmisión de calor y la eficiencia de la caldera.

3.7.2. Medidas de inversión para mejorar la eficiencia energética.

Dentro de las medidas de inversión para incrementar la eficiencia de las calderas se encuentran las siguientes: instalar sistema de control automático del exceso de aire, implementar purga automática, cambiar quemador o implementar economizador.

Es importante mencionar que estas medidas por sí mismas implican un gasto adicional de mantenimiento para garantizar su operatividad; asimismo requieren de las medidas de buenas prácticas de gestión para garantizar los ahorros por su implementación. Así, por ejemplo, el sistema de control automático del exceso de aire no tendrá éxito si es que la boquilla del quemador está gastada y produce mala combustión, o si la presión y temperatura del combustible no es la adecuada, todo lo cual obligará a usar más exceso de aire anulando la finalidad del sistema de control. (CONAE,2000).

3.7.2.1. Sistema de control automático del exceso de aire: consiste en regular el flujo de aire y combustible en el quemador hasta conseguir un nivel de oxígeno de (3,5 a 4) %. Un exceso de aire por debajo del recomendado es causa de la presencia de residuos en los gases de combustión CO, hollín, etc. Por otro lado, un exceso de aire por encima del recomendado supone un mayor consumo energético en calentar un aire adicional innecesario.

Utiliza un controlador electrónico que recibe la señal de un sensor de oxígeno instalado en chimenea. El sistema es una mejora de los sistemas mecánicos convencionales instalados en toda caldera (válvula de combustible y damper de aire movidos en paralelo por varillas accionadas por un modulador que a su vez responde a los cambios en presión de vapor de la caldera), ya que incluye en forma adicional un controlador electrónico (procesador), un posicionador diferencial, un sensor de oxígeno y un registrador, si se quiere. En la figura 16 se muestra un esquema de un sistema de control de exceso de aire típico.

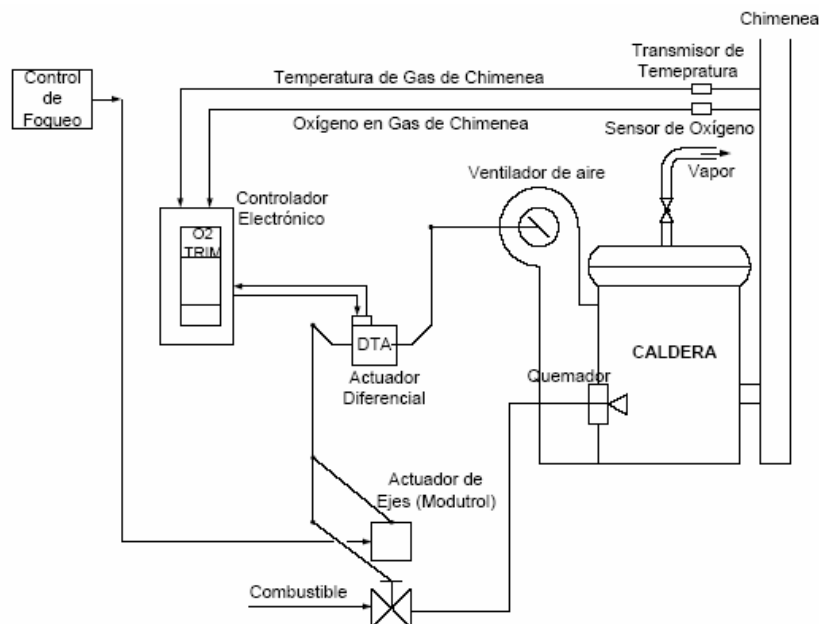


Figura 16. Sistema de control automático para el exceso de aire.
(CONAE, 2000).

A continuación se presentan los tipos de sensores de oxígeno:

A. Sensores de muestra extractiva: la muestra de oxígeno es extraída continuamente del proceso, luego ésta es filtrada y llevada a un sensor que se encuentra fuera de la chimenea, este sensor utiliza la siguiente ecuación, conocida como la ecuación de Nerts:

$$E = 0.0215 \times T \times \ln \left(\frac{O_2 \text{ referencia}}{O_2 \text{ proceso}} \right) \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

E: Salida del sensor (mV).

T: Temperatura del sensor (K).

O₂ Referencia: concentración O₂ en parte interna del sensor – aire ambiental (20.9%)

O₂ Proceso: concentración O₂ en parte externa del sensor – gas del proceso.

B. Sensores In-situ con calentador: estos sensores se ubican directamente en la corriente de los gases de combustión que pasan a través de la chimenea, la muestra pasa directamente sobre la celda de circonio, el cual debe poseer un mecanismo para calentarla.

C. Sensores In-situ sin calentador: estos sensores se ubican directamente en el quemador, es decir, miden la cantidad de oxígeno en exceso en el seno de los gases de combustión, y al usar el calor generado por el proceso para calentar la celda no necesitan un calentamiento previo.

3.7.2.2. Sistema de Purga automática: un sistema completo de purga automática del agua de caldera elimina los problemas de la purga manual y está conformado por lo siguiente (figura 17):

- *Sistema de purga de superficie:* consiste en un sistema conformado por un sensor de conductividad (mide indirectamente el contenido de sólidos totales disueltos en el agua de la caldera) cuya señal es recibida por un controlador que gobierna a una válvula de la línea de purga. Si la conductividad está por encima del “set point”, el controlador abre la válvula de purga, y si el “set point” está por debajo, se abre la válvula de purga. El resultado es una purga justo y necesaria que impide derroche de energía por una purga manual excesiva.
- *Sistema de purga de fondo:* consiste de un temporizador que gobierna una válvula de la purga de fondo de la caldera, la cual se abre bajo una cierta frecuencia y por un tiempo breve definido por ensayo.

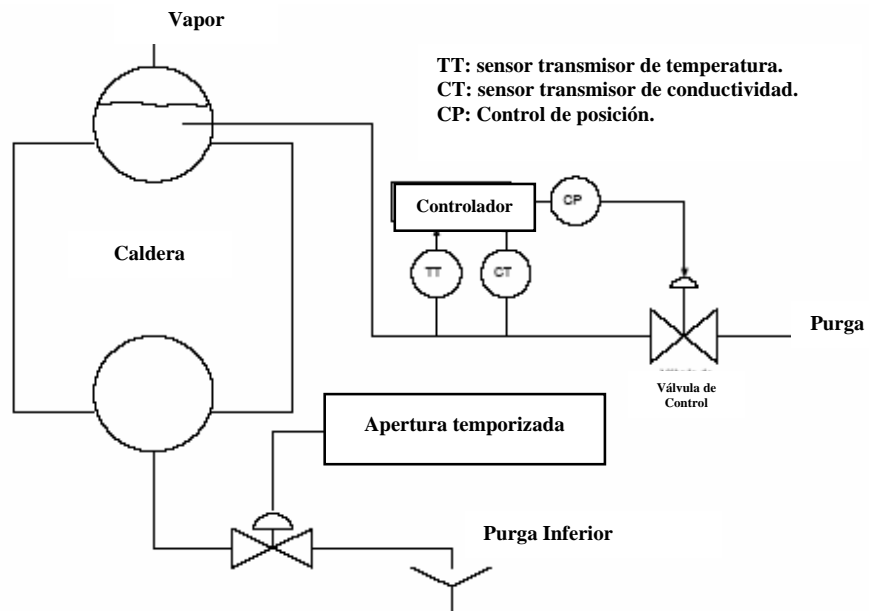


Figura 17. Sistema de purga automática.
 (CONAE, 2000).

4. Sala de Calderas y Distribución del Vapor de Remavenca

4. SALA DE CALDERAS Y DISTRIBUCIÓN DE VAPOR EN REMAVENCA-TURMERO.

4.1. SALA DE CALDERAS.

La sala de calderas de la empresa está compuesta actualmente por cuatro calderas industriales que operan a una presión de 170 psi, utilizan gas natural y su tipo de circulación es forzada. Anteriormente existían seis calderas enumeradas del uno al seis, pero las dos primeras no están en operación actualmente, porque no cumplen con los requerimientos mínimos de seguridad para su funcionamiento, actualmente están en funcionamiento las enumeradas del tres al seis. En la tabla 8 se exponen las características de cada una de estas calderas.

Tabla 8. Datos técnicos de las calderas instaladas en REMAVENCA.

<i>Caldera</i>	3	4	5	6
<i>Marca</i>	Continental	Continental	Babcock-Wilcox	Cleaver-Brooks
<i>Operación</i>	Automática	Automática	Automática	Automática
<i>Tipo</i>	Pirotubular	Pirotubular	Acuotubular	Acuotubular
<i>Modelo</i>	E-13A-400E	E-13A-400E	----	DL-68
<i>Potencia</i>	400 HP	600 HP	1300 HP	1500 HP
<i>Serial</i>	12041	15243	2697	WL-2782
<i>Año (Fabricación)</i>	1965	1972	1977	1978
<i>Presión máx.</i>	250 Psi	250 Psi	250 Psi	250 Psi
<i>Capacidad</i>	13000 Lb/h	22000 Lb/h	45000 Lb/h	55200Lb/h
<i>Uso del vapor</i>	Proceso	Proceso	Proceso	Proceso
<i>Combustible</i>	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural

Fuente: Remavenca, 1999.

4.2. ESTADO ACTUAL DE LA CALDERA N° 6.

Sistema Controlador de Nivel: es el encargado de regular el nivel de agua dentro del domo superior de la caldera, el diagrama de este sistema se puede ver en la figura 9 (control de nivel de tres elementos) y el arreglo de los sensores del mismo en la figura 18.



Figura 18. Sensores para el control de nivel en la Caldera N°6.

Sistema Controlador de Combustión: el sistema de control usado actualmente, es el mostrado en la figura 11a, (Serie aire/combustión); el cual a partir de la señal del control maestro se determina el flujo de aire y luego el flujo de combustible. Este sistema se observa en la figura 19.

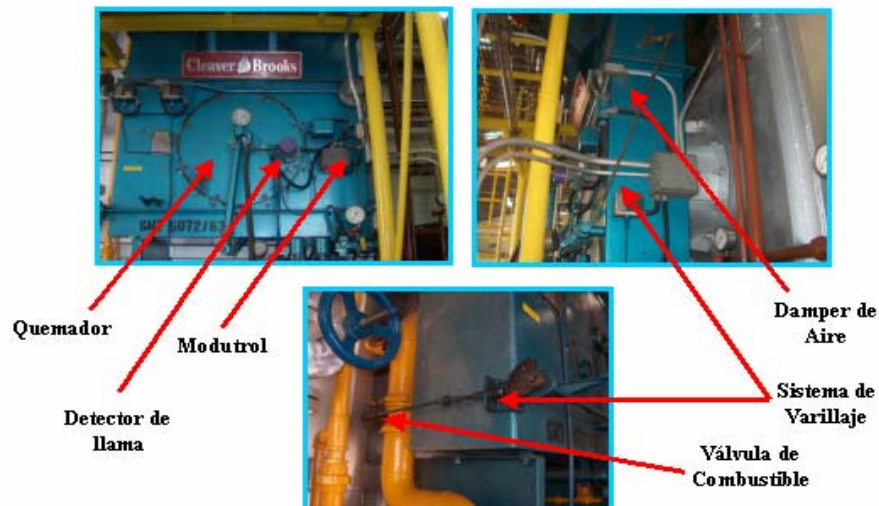


Figura 19. Sistema controlador de combustión en la Caldera N°6.

Los datos de la producción de vapor, nivel de agua en el domo, factor de carga, presión de vapor, temperatura del vapor, detención de llama, etc; se registran en el panel de control ubicado en la sala de operadores, que se muestra en la figura 20.



Figura 20. Panel de control de la sala de calderas.

Adicionalmente la caldera cuenta con un sistema de supervisión y disparo (por seguridad), a través del cual se emiten las señales de alarmas que indican una situación anormal de operación. Este sistema se presenta en la figura 21.



Figura 21. Sistema de supervisión y disparo de la caldera N° 6.

4.3. DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR.

En REMAVENCA se utiliza vapor de agua principalmente para transformar la materia prima y en procesos de transferencia de calor. Este vapor puede utilizarse de manera directa o indirecta dependiendo de:

- *El Vapor Directo*: es el que se pone en contacto con el producto y transforma la materia prima.
- *El Vapor Indirecto*: es aquel que no se pone en contacto con el producto. Éste, después de cumplir su función dentro del proceso productivo, generalmente en el intercambio de calor, es recuperado como condensado para ser utilizado nuevamente en la alimentación de las calderas para la generación de vapor.

Dentro de cada planta el vapor de agua se utiliza para los fines siguientes:
(Remavenca, 1999)

- *Fabricación de Harina de Maíz*:
 1. En la germinación se inyecta vapor directo y agua en las cocinas horizontales, para aumentar la humedad del grano de maíz y así facilitar la remoción de la concha y germen en los pulidores.
 2. Para precocer el endospermo se inyecta vapor directo a lo largo de las cocinas verticales.
 3. Para secar el Flakes proveniente de los molinos laminadores, se hace pasar el vapor por un haz tubular para disminuir la humedad del mismo dentro de la secadora.
- *Extracción de Aceite*:
 1. En los intercambiadores de calor de doble tubo, para precalentar el hexano y miscelas.
 2. En la columna de destilación para separar la grasa del hexano. Aquí se utiliza tanto vapor directo como indirecto.

3. En los filtros de impacto se utiliza vapor directo para evitar que se compacten los sólidos en el medio filtrante.
4. En el toster para recuperar el hexano presente en la torta que se obtiene luego de la extracción del aceite.
5. Vapor directo en el tanque de aguas residuales.

➤ *Refinación del Aceite:*

1. El vapor se utiliza en los intercambiadores de vapor de placa aceite-vapor.
2. En la columna de desodorización, para arrastrar las impurezas que contiene el aceite.

➤ *Retorno de condensado:*

Actualmente se transporta el condensado a través de tuberías en las cuales, se encuentran trampas de vapor, para ser más eficiente el proceso de producción de vapor. Es importante verificar que las trampas para vapor estén en buen estado; éstas tienen como función separar el condensado de la línea vapor para evitar que éste condense a lo largo de la línea.

5. Marco Metodológico.

5. MARCO METODOLÓGICO.

A continuación se presenta la metodología empleada para cumplir con los objetivos planteados en esta investigación.

5.1 EVALUACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE CALDERAS.

Dado que el área en la cual se va a desarrollar este Trabajo Especial de Grado es la generación de vapor, es de vital importancia saber y conocer con profundidad el funcionamiento de estos equipos (Calderas Industriales); para ello se consultaron bibliografías relativas a: generadores de vapor, procesos de generación de vapor, procesos de combustión, tecnologías en control de llama para generadores de vapor, entre otros; y así de esta forma caracterizar cada una de las calderas (tipo, capacidad, potencia, etc.). Adicionalmente se realizó un estudio de la producción de vapor en planta, a fin de evaluar su comportamiento en los últimos dos ejercicios económicos.

Asimismo se revisó el manual de operación, las bases de diseño y hoja de especificación de la caldera N° 6, ya que esta es la caldera sobre la cual se va a fundamentar el estudio.

5.2 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LAS CALDERAS.

La eficiencia energética de una caldera se define como la relación entre la cantidad de energía proveniente del combustible que es absorbida por el agua y la energía total liberada por el combustible entregado a la caldera.

Las normas aceptadas internacionalmente para la determinación de la eficiencia energética establecen el método directo y el método indirecto (ASME PTC-4). En el marco teórico se explicó en que consiste cada uno de éstos métodos; así como sus ventajas y desventajas.

Para la presente investigación se aplicó el método de balance de energía o indirecto, ya que los estándares técnicos recomiendan utilizar el método que conlleva una incertidumbre menor.

En este caso es difícil medir el suministro de combustible y se debe establecer una estrategia o método para conseguirlo, por lo que normalmente se sugiere el método de balance de energía.

El Código de Prueba de Rendimiento para Generadores de Vapor publicado por la *American Society of Mechanical Engineers* (ASME, 1998) no da una recomendación específica para calderas pequeñas a gas o petróleo, mas *“recomienda el método de balance de energía en los casos en que se requiera de correcciones a condiciones estándar o de garantía. En otros casos, la elección del método deberá basarse en la instrumentación disponible y la incertidumbre de prueba proyectada.”*

El método indirecto o también llamado método de las pérdidas determina la eficiencia energética empleando la Ec. 3, mostrada en la sección 3.6.2 del marco teórico.

5.2.1. Ejecución de las mediciones:

Para medir la eficiencia energética, en el caso del método de balance de energía, se sugiere usar el procedimiento conciso establecido en el Estándar Británico 845-1 (BS, 1987), que proporciona algunas simplificaciones que reducen los requerimientos de mediciones, pero que aún así proporciona resultados confiables y certeros. Dado que la caldera en estudio (caldera N°6) opera continuamente (24horas), la norma establece que las mediciones se deben efectuar por lo menos durante una semana de operación. Es importante aclarar que todas estas mediciones deben realizarse en estado estacionario.

- *Pérdidas de calor por gases de chimenea:* para hallar las pérdidas de calor por gases de chimenea es necesario analizar el contenido de oxígeno y la temperatura de los gases evacuados por la misma. El análisis se realizó a través de un instrumento marca Testo modelo 300XL (ver apéndice C y D) el cual es un analizador de gases electrónico (con celdas electroquímicas), este instrumento puede medir directamente las pérdidas por chimeneas, sin embargo también ofrece las siguientes fórmulas de cálculo: (Testo, 2000)

$$Pg_1 = (Tg - Ta) \times \left| \frac{A_2}{21 - O_2} + B \right| \quad \text{Ec.5}$$

Donde:

Pg₁: Pérdidas por gases de chimenea a partir de O₂ (%).

Tg: Temperatura de gases de combustión (°C).

Ta: Temperatura ambiente (°C).

A₂: Factor específico del combustible (adim).

B: Factor específico del combustible (adim).

O₂: Valor de O₂ medido (%).

$$Pg_2 = K \times \left| \frac{(Tg - Ta)}{CO_2} \right| \quad \text{Ec.6}$$

Donde:

Pg₂: Pérdidas por gases de chimenea a partir de CO₂ (%).

K: Factor específico del combustible (adim).

CO₂: Valor de CO₂ medido (%).

Para hallar el valor de las pérdidas por chimeneas el manual del instrumento especifica que se debe calcular un promedio aritmético entre las pérdidas calculadas a partir de la medición de O₂ y la medición de CO₂.

$$Pg = \left[\frac{Pg_1 + Pg_2}{2} \right] \quad \text{Ec.7}$$

- *Pérdidas de calor por gases no quemados*: se refiere a la cantidad de combustible que no ha participado en la reacción de combustión, para hallar éstas pérdidas es necesario analizar el contenido de CO (residuo gaseoso) y medir la concentración de partículas en los gases de chimenea (residuos sólidos). Se deben conocer entonces los valores de CO y CO₂ que pasan por la chimenea, para luego conocer éstas pérdidas a través de la siguiente fórmula:

$$Pi = K \times \left[\frac{CO}{CO + CO_2} \right] \quad \text{Ec.8}$$

Donde:

CO: Valor de CO medido (%).

- *Pérdidas de calor por radiación y convección*: para hallar las pérdidas por radiación y convección, si el aislamiento está en buenas condiciones y la temperatura de la superficie exterior es menor de 70 °C, se utiliza la siguiente fórmula práctica: (MIP, 2000)

$$Pr = \frac{4.13 \times P^{12.7}}{Q} \quad \text{Ec.9}$$

Donde:

P: Potencia de la caldera (MW)

Q: Generación instantánea de vapor (MW)

- *Pérdidas de calor por purgas:* para determinar las pérdidas de calor por la purga continua de la caldera se realizó un análisis de agua en la misma, debido a que no se tiene un contador de flujo y así determinar a través de un balance de masa por componente el porcentaje de agua que se purga. Estos análisis se realizaron en una semana de trabajo, para así determinar un promedio. El Balance de masa será el siguiente:

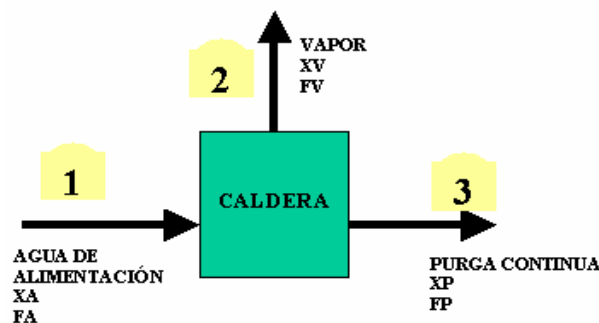


Figura 22. Balance de masa en la caldera para hallar purga continua.
(Lipesa, 1998)

En la figura 22, se observa que el flujo de agua de alimentación (FA) ingresa a la caldera por la corriente 1, y que ésta posee una composición de un compuesto (XA) que será determinado posteriormente. Por la corriente 2 sale el flujo de vapor (FV) con una composición (XV). Por la corriente 3 sale el flujo de la purga continua (FP) con una composición (XP).

El componente sobre el cual se hizo el análisis fue la sílice, ya que éste es el parámetro más crítico, y con el cual se determinan los ciclos de concentración de las calderas (ver sección 3.4.2.1 del marco teórico); sin embargo se hicieron análisis en alcalinidad, pH, dureza total y grasa cualitativa que son los análisis diarios que se le

realizan a las calderas. En el apéndice G se encuentran los procedimientos a seguir para realizar el análisis.

A continuación se aplican las ecuaciones resultantes del balance de masa para calcular el flujo de agua de la purga continua:

$$FA = FV + FP \quad \text{Ec.10}$$

Donde:

FA: Flujo de agua de alimentación (kg/h).

FV: Flujo de vapor producido (kg/h).

FP: Flujo de agua de purga continua (kg/h).

Haciendo un balance por componente:

$$(FA \times XA) = (FV \times XV) + (FP \times XP) \quad \text{Ec.11}$$

Donde:

XA: Composición de Sílice en el agua de alimentación (ppm).

XV: Composición de Sílice en la salida del vapor (ppm).

XP: Composición de Sílice en el agua de purga continua (ppm).

En el apéndice G.1 se muestra el procedimiento para la determinación de la composición de sílice.

Dado que en la salida de vapor la composición de sílice es muy pequeña (ver apéndice G), se puede aproximar a cero, reacomodando la Ec. 11 y multiplicando ambos lados de la ecuación por cien queda de la siguiente forma:

$$\frac{FP}{FA} \times 100 = \frac{XA}{XP} \times 100 \quad \text{Ec.12}$$

La fracción FP/FA al multiplicar por cien representa el porcentaje del agua de purga respecto al agua de alimentación que entra a la caldera. El porcentaje complementario representa sí el porcentaje de vapor producido respecto al agua de alimentación. Después de obtener el flujo de agua de la purga continua, se procede a calcular el calor que se pierde, realizando un balance de energía:

$$Q_p = FP \times HL \quad \text{Ec.13}$$

Donde:

Qp: Calor perdido por purga continua (Btu/h).

HL: entalpía del líquido saturado (Btu/lb).

Se puede apreciar que el calor calculado a través de la Ec.13, esta en Btu/h, y éste se requiere en porcentaje, para ello se hará uso de la hoja de especificación de la caldera, (apéndice E) donde se tomará como dato el ingreso teórico de calor a la caldera cuando ésta opera a toda su capacidad, de la siguiente forma:

$$\%Pp = \frac{Q_p}{Q_{teórico}} \times 100 \quad \text{Ec.14}$$

Donde:

Qteórico: Calor teórico de entrada a la caldera.

$$Q_{teórico} = Q_{máx.} \times Fq \quad \text{Ec.15}$$

Donde:

$Q_{máx.}$: Calor teórico máximo generado por la caldera.

Fq : Factor de carga.

$$Fq = \frac{FV}{C_{máx}} \quad \text{Ec.16}$$

Donde:

Fv : Flujo de vapor producido (lb/h).

$C_{máx}$: Capacidad máxima de producción de la Caldera (lb/h).

5.3. DETERMINACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE.

El consumo de combustible de cada caldera industrial es una variable de vital importancia para determinar y monitorear constantemente su eficiencia, sin embargo actualmente las calderas de la empresa no poseen un contador de flujo de combustible individual, para ello se hace necesario determinar una forma de medir dicho consumo y de esta manera traducirlo en dinero consumido.

Después de estimar las pérdidas de la caldera a través del método indirecto explicado anteriormente y aplicar el concepto de eficiencia, el cual se define como la relación entre la cantidad de energía proveniente del combustible que es absorbida por el agua y la energía total liberada por el combustible entregado a la caldera. La ecuación queda:

$$E = \frac{FV \times Hfg}{FC \times PCI} \quad \text{Ec.17}$$

Donde:

FV: Flujo de vapor entregado por la caldera (lb/h).

Hfg: Entalpía de vaporización (Btu/lb).

FC: Flujo de combustible consumido (ft³/h).

PCI: Poder calorífico inferior del combustible (Btu/ft³).

Reacomodando la Ec.17, el flujo de combustible consumido se puede calcular a través de:

$$FC = \frac{FV \times Hfg}{E \times PCI} \quad \text{Ec.18}$$

5.4. SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA MEJORAR EFICIENCIA.

Para identificar posibles equipos o tecnologías existentes en el mercado para el mejoramiento y optimización del control de llama y combustión en un sistema de generadores de vapor, se realizaron consultas a través de: Internet, revistas de última tecnologías, proveedores de servicios técnicos como Tecnocontroles, Vapor para la Industria, Tecnotrack, etc.

Luego se realizó el estudio económico de las alternativas presentes y se escogió una en base a parámetros técnicos como precisión de medición, seguridad y mantenimiento. Para el estudio económico se aplicó el método de la inversión incremental, el cual consistió en: (Ramos, 2004)

1. Se realizó una lista de las alternativas en orden ascendente de desembolsos iniciales.
2. Se efectuó la diferencia de los flujos entre la primera alternativa y la alternativa “hacer nada”. La alternativa hacer nada tiene un flujo de caja igual a cero, y significa seguir con la tecnología actual.
3. Se calculó el valor presente de la diferencia, si resulta positivo la alternativa de mayor inversión es la aceptada, en caso de ser negativo, se seleccionará la de menor inversión.

5.5. SOFTWARE COMERCIAL PARA REGISTRO DE DATOS.

Luego de determinar la eficiencia energética de las calderas y proponer el cambio más factible desde el punto de vista económico, lo ideal sería hacerle un seguimiento a estos cambios, de manera de tener una monitorización de las condiciones locales de combustión en calderas industriales. Para alcanzar este objetivo se propuso un software que le permite al operador un ajuste más adecuado de las condiciones locales de combustión.

6. Resultados y Discusión.

6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

A continuación se presentan los resultados obtenidos luego de aplicar la metodología descrita en el capítulo anterior, la cual permitió cumplir con los objetivos propuestos en este Trabajo Especial de Grado.

6.1. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LA EMPRESA.

Seguidamente se presenta un análisis del comportamiento de la producción de vapor en la empresa en los últimos dos ejercicios económicos, es decir, desde el mes de Octubre del 2003 hasta Septiembre del 2004 (Ejercicio 0304) y desde octubre del 2004 a Septiembre del 2005 (Ejercicio 0405).

Constituyendo el vapor uno de los principales insumos para el proceso de transformación de la materia prima (maíz) es de vital importancia hacerle un seguimiento a su comportamiento, relacionando directamente la cantidad de maíz procesado con el consumo de gas, a fin de poder establecer su correlación con el proceso de combustión y por ende con el comportamiento de la eficiencia del sistema de generación de vapor.

Aunque producir vapor es relativamente económico, cuando se requieren grandes cantidades éste representa un costo considerable que va asociado claramente al costo final del producto acabado, en este caso harina de maíz precocida y aceite de maíz refinado.

El estudio del comportamiento de la producción de la empresa está realizado en base a toda la sala de calderas, es decir, se tomaron los datos registrados a diario por los operadores del área y además los datos diarios del consumo de maíz en planta. (Ver apéndice K).

En el gráfico 7 se presenta la cantidad de maíz procesado en los períodos de estudios mencionados anteriormente.

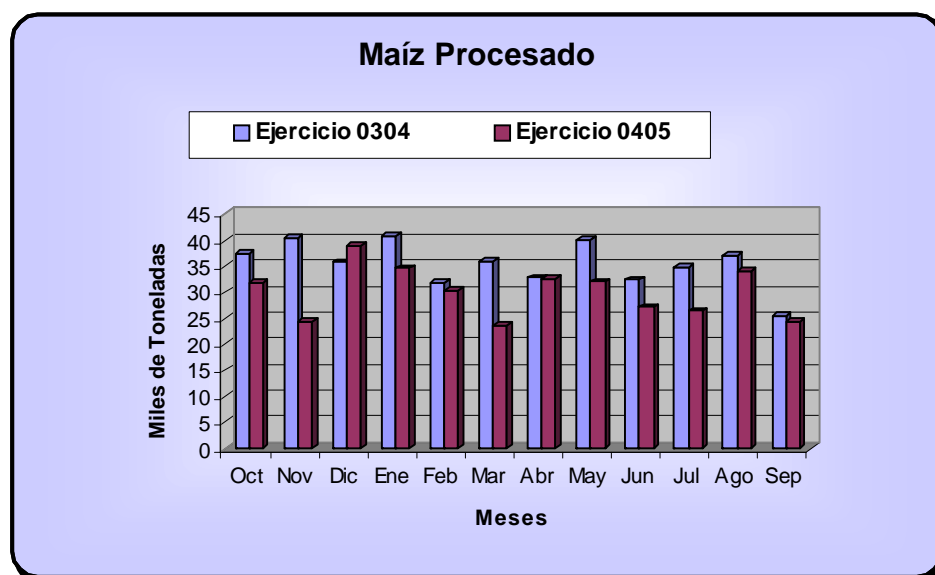


Gráfico 7. Maíz procesado durante los ejercicios económicos 0304 y 0405.

En el gráfico 7 se puede observar que durante el ejercicio económico 0304 se procesó más cantidad de maíz que durante el ejercicio 0405, excepto durante el mes de Diciembre, sin embargo el promedio de éstos resultó 35.000 Ton y 30.000 Ton respectivamente, valores que se encuentran dentro del promedio de procesamiento de la planta, que es de 30.000 Ton mensuales de maíz procesado.

Al observar este comportamiento se puede inferir que la tendencia al consumo de vapor para el ejercicio 0405 irá decreciendo, debido a que a menor cantidad de maíz procesado, menor será el consumo de vapor de la planta.

Este comportamiento se puede apreciar en el gráfico 8, en donde se presenta la comparación de la producción de vapor durante los períodos en estudio.

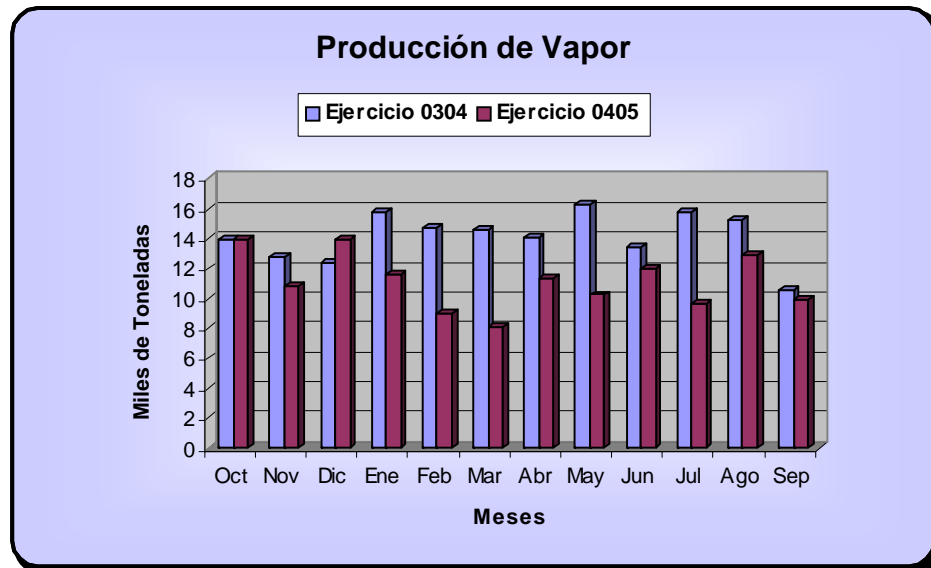


Gráfico 8. Producción de vapor durante los ejercicios económicos 0304 y 0405.

En el gráfico 8, se aprecia la tendencia esperada, en cuanto a la disminución de la producción de vapor, sin embargo durante los meses Octubre, Noviembre y Diciembre, la producción de vapor en planta se mantuvo con escasa diferencia, a pesar de que la cantidad de maíz procesado en el período 0304 fue mayor al 0405; esto se debió a que anteriormente en la planta se presentaban muchas fugas de vapor; luego éstas fueron corregidas con su mantenimiento respectivo, a través de un programa de sustitución de trampas de vapor, observándose el resultado del mismo en los meses siguientes, en donde disminuye considerablemente el consumo de vapor de la planta.

A continuación en el gráfico 9 se presenta la comparación del consumo de combustible en cada uno de los ejercicios económicos.

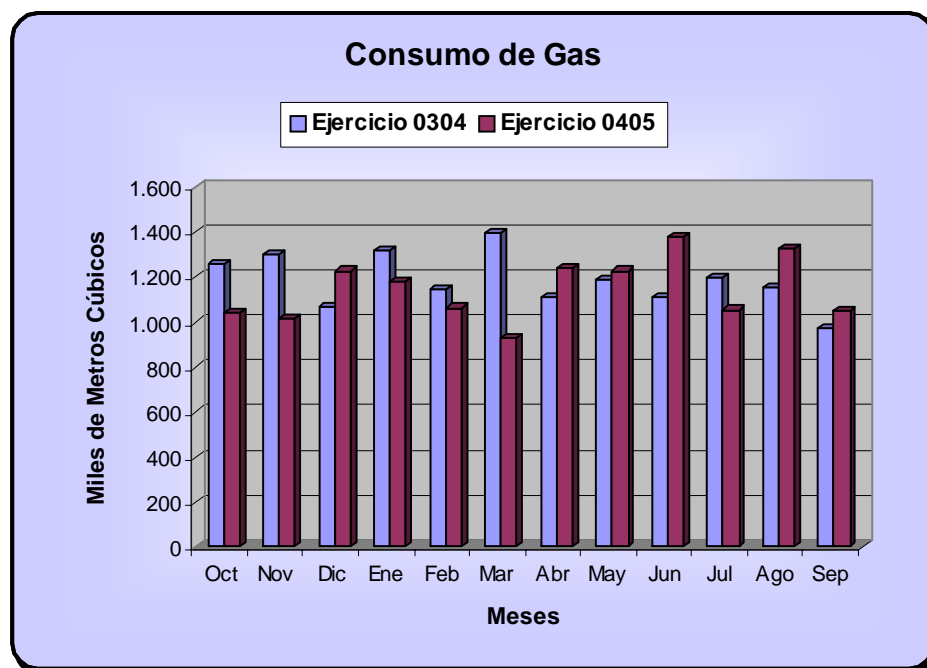


Gráfico 9. Consumo de gas durante los ejercicios económicos 0304 y 0405.

En el gráfico 9 se observa que entre los meses de Octubre y Marzo, la tendencia del consumo de gas es la esperada, es decir, se nota que existe una disminución en el consumo de combustible, debido a que la producción de vapor disminuyó para el ejercicio 0405; sin embargo a partir del mes de Abril se va incrementando el consumo de gas para este ejercicio, lo cual indica que hay una discrepancia con el comportamiento esperado, indicando que existen factores susceptibles de mejoramiento que deben ser evaluados.

Es importante saber que durante el mes de Julio del 2005, en la empresa se presentó un incidente que paralizó las operaciones durante 8 días y es por esta razón que en este mes el consumo de combustible disminuye.

El problema de combustión de un generador de vapor se debe entre otras cosas a dos causas fundamentales, que son: variación en el poder calorífico del combustible y disminución de la eficiencia energética de combustión del sistema.

En este Trabajo Especial de Grado se tomará como causa fundamental la segunda; debido a que se asumirá que el poder calorífico entregado por el combustible (1000 Btu/ft^3) no presenta mayores variaciones y es el reportador por el proveedor del mismo, que en este caso es Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).

Los objetivos y tareas que se propone una organización deben concretarse en expresiones medibles, que sirvan para expresar cuantitativamente dichos objetivos y tareas y son los "Indicadores" los encargados de esa concreción, por ello, para el análisis del comportamiento de la eficiencia energética del sistema de generación de vapor o sala de calderas, se define un indicador a través del cual se evalúa la relación entre la cantidad de combustible consumido y cantidad de vapor producido.

Asimismo se establece un indicador teórico partiendo de la presión de operación de la calderas, que en este caso es de 170 psi. A través de las tablas de vapor se tiene que para producir 1 lb de vapor saturado a 170 psi, se requieren 855 Btu (Calor latente), es decir, que para un combustible con poder calorífico de 1000 Btu/ft^3 (poder calorífico reportado por PDVSA) el indicador teórico sería $0,855 \text{ ft}^3 \text{ combustible/lbvapor}$ ($0,531 \text{ m}^3 \text{ combustible/Ton vapor}$). Esto es para una eficiencia del 100%, es decir, que toda la energía entregada por el combustible es aprovechada por el agua para convertirse en vapor.

En la tabla 9 se presentan éstos indicadores para distintas eficiencias, correspondientes a un combustible con un poder calorífico de 1000 Btu/ft^3 .

La relación indica que a medida que la eficiencia en un generador de vapor va disminuyendo, el indicador gas/vapor, va aumentando; esto significa que para una

misma cantidad de vapor, si la eficiencia disminuye, es porque se ha incrementado el consumo de combustible.

Tabla 9. Indicador para un combustible de 1000 Btu/ft³.

<i>Eficiencia (%)</i>	<i>Indicador (m³ gas/Ton Vapor)</i>
100	0,531
90	0,593
80	0,667
70	0,763
60	0,889
50	1,068
40	1,335
30	1,779
20	2,669
10	5,335

Una caldera con una eficiencia de combustión de 100% requerirá un sistema de intercambio de calor capaz de enfriar los gases de salida de la chimenea hasta la temperatura ambiente. En la realidad, algo de este calor producido se pierde por radiación y algo de calor debe usarse para proveer el tiro en la chimenea de manera de sacar los productos de combustión fuera de la cámara de combustión. La energía que se pierde a través de los gases de chimenea y el tiro requerido para la expulsión de éstos llevan los valores de eficiencia óptima de una caldera al rango de (70–90) %, es decir, un posee un indicador teórico mínimo de 0,593 m³combustible/Ton vapor y uno máximo de 0,763 m³combustible/Ton vapor. (MCL, 2003)

A continuación se presenta un gráfico en donde se puede apreciar el comportamiento del indicador Gas/Vapor, para los ejercicios económicos estudiados.

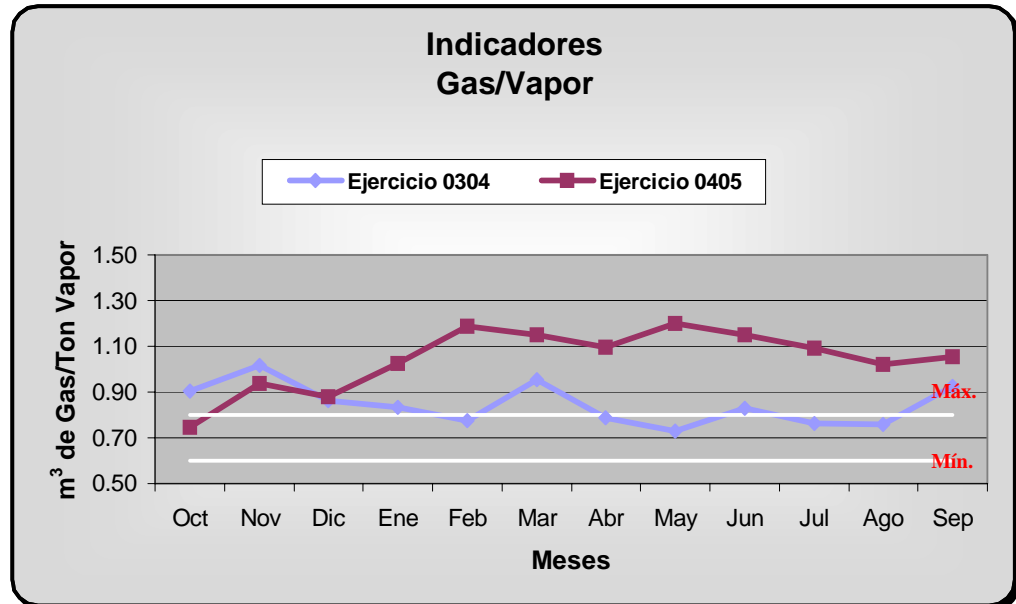


Gráfico 10. Indicador Gas/Vapor durante los ejercicios económicos 0304 y 0405.

En el gráfico 10 se pueden observar las tendencias de los indicadores Gas/Vapor, además del rango óptimo para el correcto funcionamiento de las calderas (líneas blancas), es de notar que durante el período 0304 entre los meses de Abril y Agosto el indicador se mantuvo dentro de este rango, y que a medida que transcurría el tiempo, hasta llegar al período 0405, esta tendencia se va alejando del rango óptimo.

Este comportamiento indica claramente que existe un problema de eficiencia en la sala de calderas, ya que como se explicó anteriormente, a medida que la eficiencia del proceso de generación de vapor va disminuyendo, el indicador se va alejando del rango de operación, es decir, éste va incrementando su valor.

Es interesante notar que a partir del mes de Mayo del ejercicio 0405 se presenta un decremento leve del indicador, es decir, éste se va acercando poco a poco

al límite superior del rango deseado, esta tendencia se debe que a partir de este mes se inicio el estudio y seguimiento de la combustión, que es el objetivo principal de este Trabajo Especial de Grado, sin embargo este avance se logró apenas manteniendo una correcta relación Aire/Gas al realizar un ajuste manual del varillaje que regula dichos flujos.

6.2. DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.

Los resultados que se presentan a continuación son exclusivamente de la caldera N° 6 presente en la sala de calderas de la empresa Remavenca, ya que ésta fue tomada como punto central de este estudio.

A través de la determinación de la eficiencia energética individual de cada caldera por el método de balance de energía, se podrán establecer las fuentes de ineficiencia existentes. La idea es poder estudiar en un futuro todo el conjunto de calderas, y así de esta manera incrementar la eficiencia en el sistema de generación de vapor.

El estudio de la eficiencia se dividió fundamentalmente en dos etapas: la primera se realizó antes del mantenimiento anual de la caldera N°6, la segunda después del mantenimiento; dicho mantenimiento entró en vigencia desde el 5 de Agosto hasta el 10 de Octubre del 2005, fecha en la cual la caldera entró en operación nuevamente.

Para determinar la eficiencia de combustión de este proceso, se utilizó el método de las pérdidas en donde se: análisis de gases de combustión, que se realizaron en la chimenea, temperatura de los mismos, flujo de vapor producido, poder calorífico del combustible y condiciones ambientales.

6.2.1. Análisis antes del mantenimiento.

A continuación se presentan los resultados del análisis de combustión realizado durante un período de 15 días; exactamente desde el 19 de Julio al 02 de Agosto del 2005.

Tabla 10. Análisis de combustión antes del mantenimiento para la Caldera N°6.

FECHA 2005	CARGA (%)	O ₂ (%)	CO(ppm)	CO ₂ (ppm)	TH (°C) (Chimenea)	TA(°C) (Ambiente)	% aire exceso
19-Jul	43	4	500	9.6	209	30	21%
20-Jul	34	2.5	2384	10.6	201	31	12%
21-Jul	28	3.2	2420	10.8	205	32	16%
22-Jul	45	4.2	2360	10.5	207	32	23%
23-Jul	43	4.2	2350	10.8	205	31	23%
24-Jul	37	4.2	2560	10.8	207	32	23%
25-Jul	42	1.9	3618	10.8	208	31	9%
26-Jul	39	2.1	3030	10.8	214	32	10%
27-Jul	8	9.5	140	6.5	198	32	74%
28-Jul	19	9.3	97	6.7	192	29	72%
29-Jul	28	10.1	99	7.1	198	31	83%
30-Jul	28	10.1	120	7.1	200	32	83%
31-Jul	39	10.1	145	7.1	210	31	83%
01-Ago	35	6.9	180	7.8	220	30	44%
02-Ago	11	7.1	220	7.9	230	31	46%

En la tabla 10 se presentan los resultados del análisis de combustión realizados a la caldera N°6, para distintos días a su correspondiente carga de operación; al observar la columna del porcentaje de carga, se aprecia un mínimo de 8% y un máximo de 45%; éstos valores no son los más recomendables, debido a que para obtener una mayor eficiencia, la caldera debe operar a factores de carga entre (60 y 70) %. (Barroso, 2000).

El volumen de emisiones de monóxido de carbono (CO) producidas por fuentes de combustión depende de la eficiencia de oxidación del combustible y principalmente del grado en que se completan las reacciones de combustión. Mediante el control cuidadoso del proceso de combustión, se pueden minimizar éstas emisiones. (CONAE, 2000).

Así pues, al observar la columna de CO (ppm), se aprecia que hasta el día 26 de Julio, éste parámetro se encontraba fuera del límite permitido por Ley del Ambiente, la cual establece un máximo de 400 ppm de CO en emisiones hacia la atmósfera (Decreto 683); por lo que se procedió el día 27 de Julio a realizarle un ajuste fino del gas, es decir, se dejó fija la entrada de aire y se manipuló las varillas que controlan la válvula de gas, hasta obtener un mayor flujo de aire que permitiera quemar en lo posible la mayor cantidad de combustible para así disminuir la emisión de CO.

Asimismo se va incrementando para estos días el porcentaje de oxígeno y por lo tanto el aire en exceso, esta operación lo que garantiza es mantener a la caldera dentro de los parámetros ambientales establecidos, a costa de disminuir su eficiencia, ya que al ingresar más aire del correcto, la mezcla aire/combustible es deficiente originando así que se enfríe el hogar.

La temperatura en la chimenea o en los gases de combustión, también son un factor clave a la hora de evaluar el comportamiento de una caldera ya que la experiencia en este tipo de estudio reporta que la temperatura de la misma debe encontrarse a lo sumo 10 °C por encima de la temperatura de saturación del vapor generado (MIP, 2000). En este caso, en la tabla 10 se presentan temperaturas entre (192 – 230) °C, permitiéndose para esta caldera un máximo de 197 °C, ya que ésta produce vapor saturado a una temperatura de 187 °C y una presión de 170 psi.

A continuación en el gráfico 11 se presenta la relación teórica que debe existir entre la carga de operación de una caldera y el porcentaje de oxígeno medido en los gases de combustión a través de la chimenea. En el gráfico se presenta una tendencia o línea continua, la cual corresponde al oxígeno teórico que debe estar presente en ese momento para la carga correspondiente de la caldera, además se muestran los valores de porcentaje de oxígeno presentados en la tabla 10. la línea continua se obtuvo a partir del manual de operaciones (curva del fabricante) de la caldera N°6, ver apéndice E.

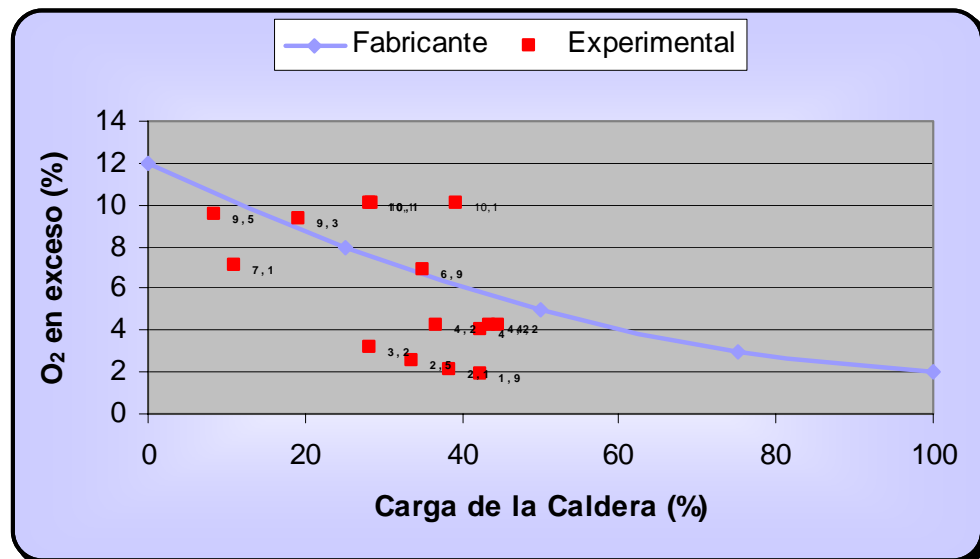


Gráfico 11. Exceso de oxígeno en función de la carga para la caldera N°6.

En el gráfico 11 se observa que los puntos operacionales o experimentales, se desvían de la tendencia teórica, indicando así que el sistema de combustión actualmente instalado (sistema mecánico de varillas), no es capaz de modular correctamente la operación, es decir, no mantiene para cada carga la correcta relación aire/combustible. Es de notar que los puntos más cercanos a la curva teórica (9.5; 9.3) se lograron después del ajuste fino de gas explicado anteriormente, pero luego estos

puntos de operación se desvían nuevamente, revelando así que este sistema mecánico es muy inestable.

La tendencia teórica indica que a mayor carga, se requiere más combustible, por lo que se tendrá menor oxígeno en exceso en los gases de combustión. Los puntos operacionales por debajo de la tendencia teórica reflejan mayores concentraciones de CO, indicando una combustión incompleta y por ende una pérdida en combustible. Los puntos por encima de la tendencia teórica manifiestan un ingreso de aire excesivo, repercutiendo negativamente en la operación económica y eficiente del equipo.

Tabla 11. Cuantificación de las pérdidas antes del mantenimiento para la caldera N°6.

<i>FECHA 2005</i>	<i>Chimenea (Pg) %</i>	<i>Gases no Quemados (Pi) %</i>	<i>Radiación (Pr) %</i>	<i>Purga (Pp) %</i>	<i>Quemador (Pq) %</i>	<i>Pérdidas Totales</i>	<i>Eficiencia (%)</i>
19-Jul	11.17	0.71	2.12	2.52	8.59	25.11	74.89
20-Jul	9.73	0.72	2.67	2.06	8.59	23.77	76.23
21-Jul	9.92	0.72	3.17	2.46	8.59	24.85	75.15
22-Jul	10.40	0.72	2.02	2.46	8.59	24.18	75.82
23-Jul	10.40	0.72	2.07	1.85	8.59	23.63	76.37
24-Jul	10.40	0.72	2.46	4.36	8.59	26.53	73.47
25-Jul	9.92	0.72	2.12	5.22	8.59	26.57	73.43
26-Jul	10.23	0.72	2.34	2.46	8.59	24.33	75.67
27-Jul	15.01	0.70	10.77	4.59	8.59	39.66	60.34
28-Jul	14.03	0.69	4.72	8.65	8.59	36.69	63.31
29-Jul	14.41	0.69	3.20	3.74	8.59	30.64	69.36
30-Jul	14.41	0.69	3.16	5.93	8.59	32.78	67.22
31-Jul	14.41	0.69	2.30	3.74	8.59	29.73	70.27
01-Ago	14.36	0.70	2.57	3.74	8.59	29.96	70.04
02-Ago	14.91	0.71	8.20	5.22	8.59	37.63	62.37

En la tabla 11 se presenta el porcentaje de pérdidas calculadas para cada día en estudio. Manifestando en general que las mayores pérdidas para esta caldera se presentan a través de los gases de combustión, es decir, por medio de la chimenea. Las variables a medir para determinar estas pérdidas son: la temperatura de los gases de combustión, la temperatura ambiente, la concentración de oxígeno medido y la concentración de dióxido de carbono (CO_2). Asimismo al observar la columna de eficiencia, se puede notar que la menor eficiencia se obtiene para el 27 de Julio, día en se le realizó el ajuste a la caldera por presentar alto nivel de emisiones de CO. Los cálculos de estas pérdidas se presentan en el apéndice I.

En el gráfico 12, que se presenta a continuación se observa como a medida que aumenta la carga de la caldera se obtienen las mayores eficiencias, esto es lógico debido a que a mayor carga se aprovecha mucha más energía del combustible, de igual manera es interesante percibir que aún siendo esta caldera la de mayor capacidad de la sala (55200 lb/h) opera la mayoría de las veces en un promedio por debajo del 50% de su carga, debido a que se ha intentado aumentar su producción

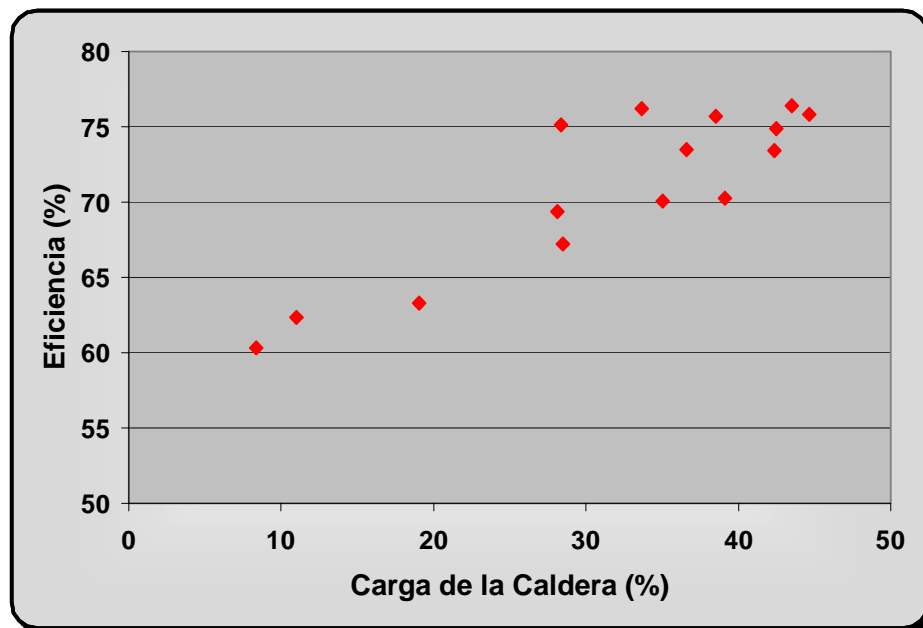


Gráfico 12. Eficiencia en función de la carga para la caldera N° 6.

asignándole un mayor porcentaje de la producción de vapor exigida por el cabezal principal de la planta, sin embargo, ante este cambio la caldera ha presentado problemas en cuanto a altas vibraciones, ruido excesivo y perturbador para los trabajadores, así como evidencias de una mala combustión; como se puede observar en las figuras que se presentan a continuación.

Es importante destacar que para realizar todas estas mediciones se debió alcanzar el estado estacionario, es decir, colocar la operación en manual y medir cuando la demanda de vapor exigida por la planta fuese constante.

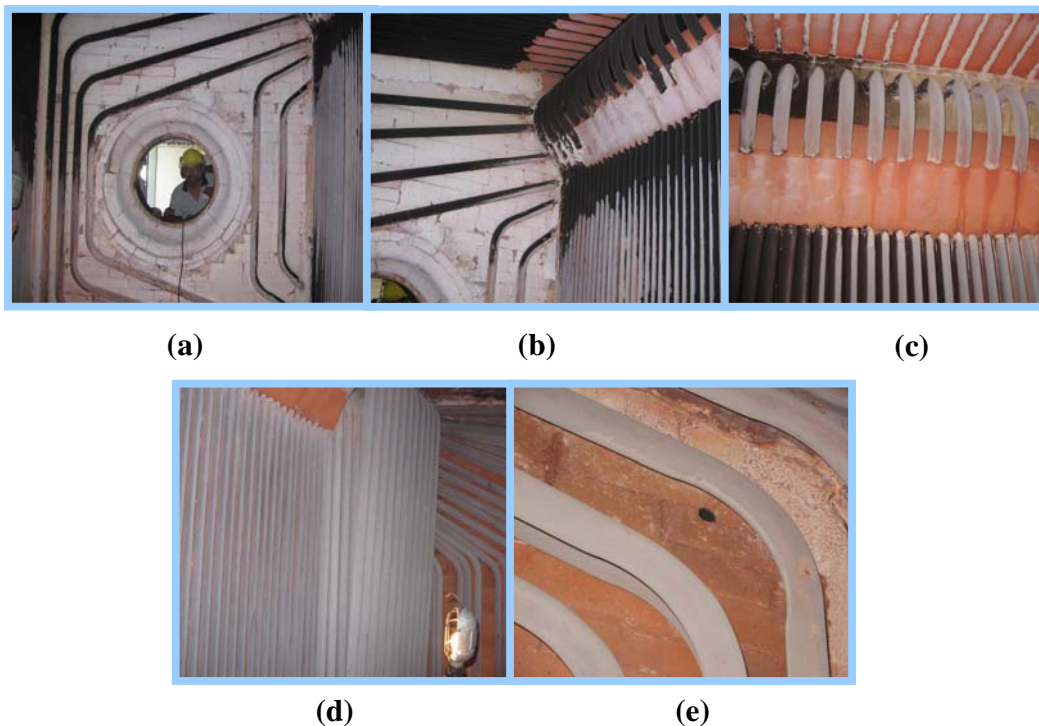


Figura 23. Fotos internas del hogar de la caldera N° 6.

En la figura 23, en (a) se presenta una foto de la vista frontal o la llamada arca del quemador de la caldera. En (b) y (c) se observan los tubos de flujo ascendentes por cuales fluye el agua destinada para la producción de vapor, presentando una gran

cantidad de hollín, reflejando así el problema de combustión existente en la caldera. En (d) y (e), se exhibe la parte posterior de los tubos, observándose que no existe hollín, afirmando de esta manera lo expuesto anteriormente; ya que ante la presencia de una mala combustión, la llama en el quemador tiende a retraerse y roza los tubos alrededor de ella.

Actualmente en el área de caldera de la empresa Remavenca no existen dispositivos de medición de flujo de combustible individual para cada equipo, por lo que a partir de la eficiencia calculada, producción de vapor y considerando que el combustible posee un poder calorífico de 1000 Btu/ft^3 (PDVSA, 2005), se procedió a calcular el flujo de combustible consumido por la caldera. Los cálculos correspondientes se pueden verificar en el apéndice I.

Tabla 12. Consumo de Combustible para la Caldera N°6.

<i>FECHA 2005</i>	<i>Vapor Producido (Lb/h)</i>	<i>Energía Aprovechada Q_v (Btu/h)</i>	<i>Flujo de Combustible (ft^3/h)</i>	<i>Energía Entregada Q_c (Btu/h)</i>	<i>Eficiencia (%)</i>
19-Jul	23.460	20.064.521	26.793	26.792.656	74.89
20-Jul	18.586	15.895.890	20.854	20.853.681	76.23
21-Jul	15.669	13.400.698	17.833	17.832.836	75.15
22-Jul	24.653	21.084.051	27.807	27.807.284	75.82
23-Jul	24.002	20.527.782	26.880	26.880.319	76.37
24-Jul	20.200	17.276.406	23.516	23.515.563	73.47
25-Jul	23.395	20.008.930	27.250	27.250.396	73.43
26-Jul	21.259	18.181.546	24.028	24.028.328	75.67
27-Jul	4.617	3.948.404	6.543	6.543.223	60.34
28-Jul	10.530	9.006.139	14.225	14.224.951	63.31
29-Jul	15.527	13.279.182	19.145	19.145.136	69.36
30-Jul	15.713	13.438.116	19.992	19.992.133	67.22
31-Jul	21.612	18.483.378	26.304	26.304.392	70.27
01-Ago	19.325	16.527.350	23.599	23.598.575	70.04
02-Ago	6.065	5.186.735	8.316	8.316.089	62.37

En la tabla 12, se presenta a partir del vapor producido, la energía aprovechada por el agua para transformarse en vapor, esta energía (Q_v) se obtiene multiplicando el flujo de vapor por el calor latente de vaporización del agua a la presión de operación (855 Btu/lb), que en este caso es 170 psi. En tanto la energía entregada por el combustible (Q_c) se obtiene multiplicando el flujo del mismo por el poder calorífico (1000 Btu/ft³). En la tabla se puede observar que para valores bajos de eficiencia el consumo de combustible es mayor (considerando la misma cantidad de vapor producido); así por ejemplo, al comparar los días 21 y 30 de Julio en donde se registraron eficiencias de 75,15 % y 67,22 % respectivamente, y percatarse que la producción de vapor fue más o menos la misma; el consumo de combustible para el día 30 de Julio aumento un 12 % respecto al día 21 de Julio.

6.2.2. Análisis después del mantenimiento.

El mantenimiento es una de las tareas fundamentales para preservar un equipo y alargar su vida útil; en este caso el mantenimiento intensivo que se le realizan a las calderas se hace de manera anual. La actividades realizadas a la caldera N° 6, marca Cleaver Brooks, modelo DL-68 de capacidad 55200 lb/h, fueron las siguientes:

- Prueba de disparo por sobrepresión y prueba de permisivos de las válvulas de seguridad.
- Limpieza de tuberías: limpieza de los tubos internos con chorro de agua y externamente con cepillo.
- Limpieza interna de los domos con chorro de agua.
- Prueba hidrostática, a través de la cual se debe someter el equipo a 1,5 veces la presión de trabajo para verificar la hermeticidad.
- Pintar la caldera.
- Suministro, instalación y cambio de empaaduras flexitallic.
- Reparación del refractario.
- Desmontaje e inspección del quemador.

- Trámite y obtención de la certificación de inspección anual ante el Ministerio de Trabajo.

Después de la ejecución de todas las actividades anteriores se procedió a realizarle el ajuste y seguimiento de los parámetros de combustión a la caldera, desde el día 11 al 18 de Octubre del 2005 arrojando como resultados los siguientes.

Tabla 13. Análisis de combustión después del mantenimiento para la caldera N°6.

FECHA 2005	CARGA (%)	O ₂ (%)	CO(ppm)	CO ₂ (ppm)	TH (°C) (Chimenea)	TA(°C) (Ambiente)	% aire exceso
11-Oct	29	13.9	250	4.02	210	29	176%
12-Oct	37	12.8	230	4.65	200	30	140%
13-Oct	41	10.1	130	6.18	205	31	83%
14-Oct	56	13.1	120	4.48	207	31	149%
15-Oct	52	11.3	180	5.50	208	30	105%
16-Oct	38	10.1	99	6.18	220	31	83%
17-Oct	43	10.2	90	6.12	190	32	85%
18-Oct	40	12.2	115	4.99	217	32	125%

Tabla 14. Cuantificación de las pérdidas después del mantenimiento para la caldera N°6.

FECHA 2005	Chimenea (Pg) %	Gases no Quemados (Pi) %	Radiación (Pr) %	Purga (Pp) %	Quemador (Pq) %	Pérdidas Totales	Eficiencia (%)
11-Oct	25.76	0.71	3.14	3.42	8.59	41.61	58.39
12-Oct	21.06	0.71	2.42	2.51	8.59	35.29	64.71
13-Oct	16.42	0.69	2.21	1.48	8.59	29.40	70.60
14-Oct	22.60	0.70	1.61	1.08	8.59	34.58	65.42
15-Oct	18.77	0.70	1.74	0.93	8.59	30.73	69.27
16-Oct	17.84	0.68	2.36	1.29	8.59	30.77	69.23
17-Oct	15.05	0.70	2.10	1.29	8.59	27.72	72.28
18-Oct	21.42	0.70	2.26	1.25	8.59	34.23	65.77

En las tablas 13 y 14, se presentan los análisis de combustión y la cuantificación de las pérdidas medidas y calculadas después del mantenimiento respectivamente; y al compararlas con las obtenidas en las tablas 10 y 11, se observa que estos resultados en general, no varían mucho uno con respecto al otro; sin embargo se observa que para el primer día del análisis de combustión, se registro la eficiencia más baja, esto se debe a que al haber un arranque en la caldera se consumo más combustible de lo normal.

En la tabla 14 se observa que las mayores pérdidas se siguen registrando a través de las chimeneas, es decir, persisten los problemas de combustión hallados anteriormente.

Debido a que a la caldera se le realizaron reparaciones en el refractario (recubrimiento de cerámica presente en el hogar) se aprecia que las pérdidas por radiación disminuyeron un poco respecto a los resultados anteriores.

La eficiencia de esta caldera después del mantenimiento se encuentra en un promedio de 67 %, es decir, por debajo del límite inferior del rango más adecuado para su correcto funcionamiento (70-90) %; y lo ideal es que ésta presentará por lo menos una eficiencia promedio de 80 %, ya que es el equipo que esta más automatizado en la sala de calderas.

6.3. OPCIONES PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.

Debido a que las mayores pérdidas se presentaron a través de los gases de combustión (tabla 11 y tabla 14); las mejoras a proponer estarán basadas fundamentalmente a optimizar la relación aire/combustible; con el fin de aumentar el rendimiento de la caldera N° 6 atacando este punto de ineficiencia.

6.3.1. *Analizadores de gases de combustión.*

A continuación se presentan tres tecnologías que permiten optimizar el proceso de combustión garantizando un ahorro sostenido en la operación y producción de vapor en una caldera industrial. El funcionamiento de estos analizadores de gases se explicó en la sección 3.7.2.1 del marco teórico y se puede ver su instalación en la figura 16.

La variable analítica de estos analizadores es el oxígeno (O_2), que verdaderamente provee una indicación excelente del exceso de aire en un proceso de combustión, ya que la cantidad de oxígeno en los gases de chimenea es directamente proporcional al exceso de aire.

El uso de exceso de oxígeno en el proceso, sin lugar a dudas es el medio más simple y económico de realizar grandes ahorros en combustible. Esta afirmación se puede observar en la tabla 10 y en la tabla 13, en donde se presentaron los análisis de combustión realizados a la caldera N°6 antes y después del mantenimiento, respectivamente, observándose que cuando existe un mayor porcentaje de oxígeno las pérdidas a través de los gases de combustión aumentan.

A continuación se presenta en la tabla 15 las ventajas y desventajas de cada uno de los tipos de sensores a analizar:

Tabla 15. Ventajas y Desventajas de los Sensores analizadores de Oxígeno.

TIPO DE SENSOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>Muestra Extractiva</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Son útiles en un amplio rango de temperaturas. • Son compatibles con algunas ubicaciones peligrosas (chimeneas altas). • Existen unidades portátiles. 	<ul style="list-style-type: none"> • Poseen sistemas muy complejos de filtros y secadores. • Poseen un retraso a las respuestas de cambios de proceso. • Requieren continua calibración. • Requieren alto mantenimiento • No son efectivos para el control en tiempo real.
<p>In-Situ Con Calentador</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere muestra. • Miden directamente el exceso de O₂. • La respuesta es mucho más rápida que el sensor extractivo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las celdas dependen de una temperatura constante y no de la temperatura actual del proceso. • Su ubicación en chimeneas pueden distorsionar la medición por infiltración de aire. • No son efectivos para el control en tiempo real.
<p>In-Situ Sin Calentador</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere muestra. • No requiere calentamiento previo. • La celda se ubica directamente en el quemador. • Soporta altas temperaturas (1200-3000)°F. • El tiempo de respuesta es muy rápido. • No Requiere mantenimiento intensivo. • El costo de los equipos es accesible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sólo pueden retirarse al momento de una parada, puesto que son muy frágiles al choque térmico y deben enfriarse lentamente para evitar que se quiebren.

Los criterios analizados para escoger el sensor de oxígeno más adecuado son los siguientes:

- Sencillo y económico.
- Sin o de poco mantenimiento.
- No afectado por variaciones del flujo másico.
- Compensado por temperatura.
- Que se pueda instalar en el área de combustión completa sin que lo perturbe infiltraciones de aire.
- Capaz de soportar altas temperaturas.
- Capaz de reportar los valores de oxígeno en tiempo real.

Después de hacerles un chequeo a los sensores de oxígeno antes estudiados, presentados en la tabla 15 y observar sus ventajas y desventajas, se puede predecir que el que cumple con los requisitos antes mencionados, es el ***Sensor Analizador In-situ sin Calentador***; sin embargo se debe verificar esta selección aplicando el método de la inversión incremental para ver si es económicamente factible.

6.3.2. Elementos finales de control.

Adicionalmente al sensor de oxígeno será necesario adquirir un controlador y dos servo motores que regulen la entrada de aire y la entrada de combustible, a fin de eliminar el sistema de varillaje que se observa en la figura 24, ya que éste desajusta constantemente la relación aire/combustible.

La histéresis inherente de todos los sistemas mecánicos que tradicionalmente han usado levas y palancas para caracterizar la relación de combustible y de aire ha hecho imposible la precisión de la relación aire/combustible.

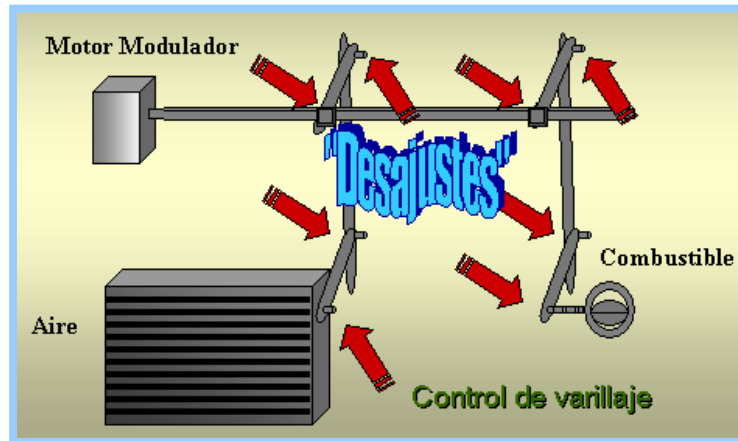


Figura 24. Desajustes en el sistema de varillas.

La adaptación que se le desea realizar al quemador se puede observar en la figura 25, en donde se colocarán los servo motores, que tendrán como función regular la entrada de combustible y aire teniendo como elementos finales de control la válvula de combustible y el damper de aire. La posición de cada servo motor es monitoreada por un sistema divisor de voltaje que permite que la información digitalizada sobre la posición sea codificada dentro de la memoria de los módulos de control. Las posiciones relativas de los motores de aire y combustible son constantemente revisadas por el sistema a una razón de 50 veces por segundo.

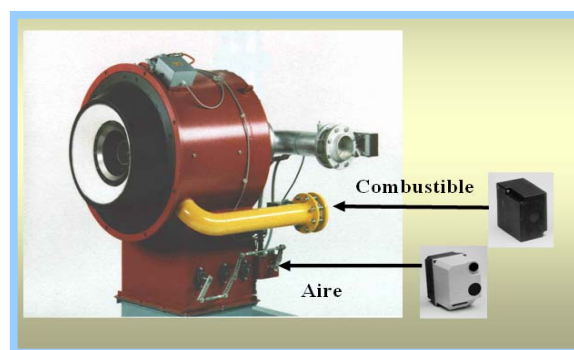


Figura 25. Adaptación del quemador con servo motores.

6.3.3. Evaluación económica del sistema final de control de combustión.

Dentro de una empresa hay situaciones dentro de las cuales es necesario tomar una decisión de tipo económico sin que se involucren ingresos, es decir, en tales situaciones sólo existen costos y es únicamente con esta base sobre la que hay que tomar la decisión. Para ello se aplica el método analítico del análisis de la inversión incremental. (Baca, 1990).

Las alternativas que se presentan en este Trabajo Especial de Grado son las siguientes:

- **Alternativa A:** seguir con el sistema actual de varillas, es decir, hacer nada.
- **Alternativa B:** adquirir dos servo motores y un controlador, para sustituir el sistema de varillaje y controlar manualmente la relación aire/combustible.
- **Alternativa C:** adquirir el sensor medidor de oxígeno, dos servo motores y un controlador; para sustituir el sistema de varillaje y controlar automáticamente la relación aire/combustible.

El análisis de estas alternativas se realizará en 10 años, ya que este es el tiempo estimado de vida útil de estos equipos. El consumo de combustible promedio anual para la caldera N° 6 se presenta en la tabla 16, así como su costo de mantenimiento, el cual involucra los ajustes de combustión que se le deben realizar a ésta periódicamente. (Ver apéndice I)

Tabla 16. Costos anuales de la caldera N° 6.

<i>Consumo de Combustible m³/año</i>	<i>Costo del Combustible \$/año</i>	<i>Costo de Mantenimiento \$/año</i>
5.178.100	79.478	558
<i>Total \$/año</i>	80.036	

Los proveedores de las alternativas propuestas estiman el siguiente rango de ahorros para cada una. (Ver apéndice J).

Tabla 17. Ahorros estimados anuales la Caldera N° 6.

<i>Alternativa</i>	<i>Ahorro en Combustible</i>	<i>Ahorro en Mantenimiento</i>
A	0 %	0 %
B	(3 - 5) %	50 %
C	(5 - 8) %	100 %

En la tabla 18, que se presenta a continuación, se pueden observar los resultados del procedimiento descrito anteriormente.

Tabla 18. Evaluación de las alternativas de inversión para la caldera N° 6.

<i>Alternativa</i>	<i>Inversión Inicial (\$)</i>	<i>Ahorros (\$/año)</i>	<i>Valor Presente (\$)</i>	<i>Diferencia del Valor Presente</i>
A	0	0	0	0
B	6.700	2.663	7.701	7.701
C	10.200	4.532	14.349	6.648

Los valores presentes calculados son todos positivos, es decir, cualquier alternativa es mejor que hacer nada (en este caso la alternativa A); al comparar entre las alternativas B y C, y verificar que la diferencia de los valores presentes entre éstas es positiva, se elige como alternativa de inversión, la alternativa C, ya que ésta posee la mayor inversión y además los mayores ahorros. (Es lo recomendado por el método del análisis de la inversión incremental).

Los cálculos referentes a la tabla 18 se pueden observar en el apéndice I. Para la realización de estos cálculos se tomó como porcentaje de ahorro el valor inferior de cada rango, para así garantizar la inversión a realizar.

Finalmente el sistema quedará como el mostrado en la figura 26, en donde el sensor In-situ registra la cantidad de oxígeno en exceso y la refleja en la pantalla, la cual a su vez transmite esta señal al controlador de relación y a partir de la relación ajustada como sep-point, los servo motores de combustible y aire, actúan sobre la válvula y el damper, que son los elementos finales de control, con la finalidad de ajustar estas señales lo más cercano posible a la relación óptima.

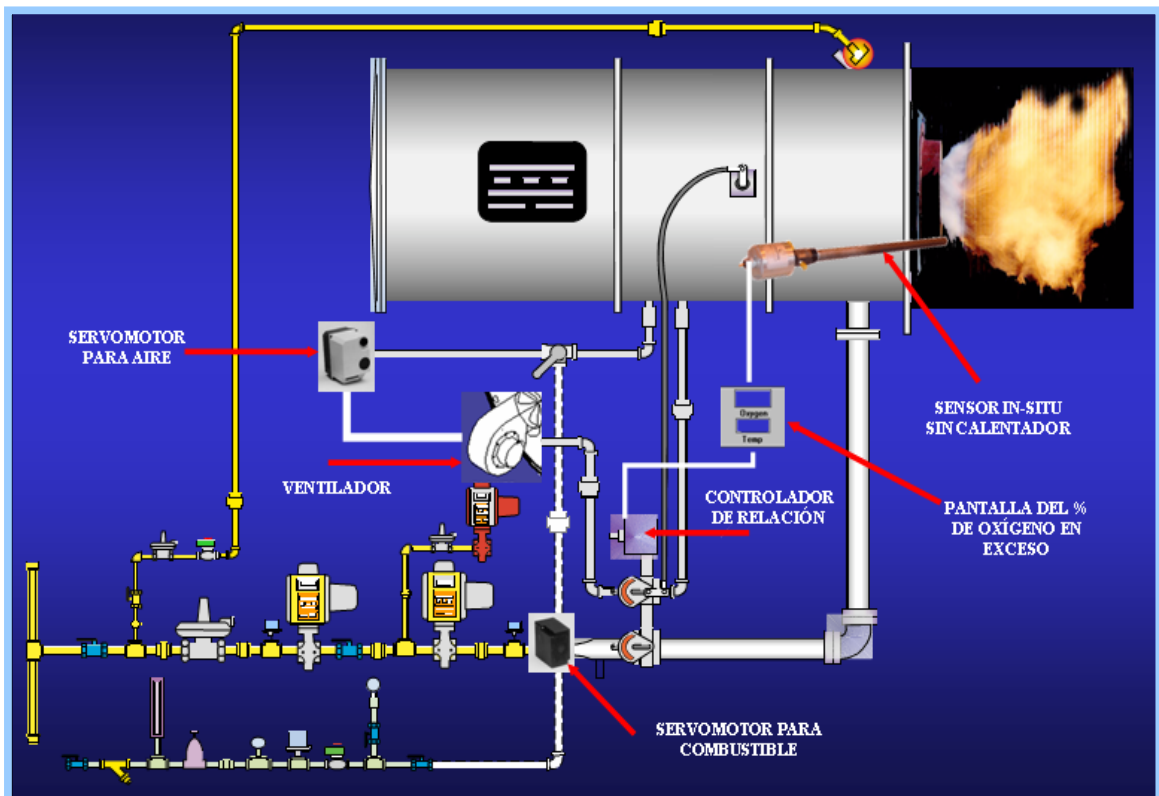


Figura 26. Esquema final del sistema de control de combustión.

6.4. SOFTWARE COMERCIAL PARA EL REGISTRO DE DATOS EN TIEMPO REAL.

Después de optimizar la eficiencia de la caldera a través de la mejora de la combustión implementando la tecnología antes evaluada se hace necesario proponer un sistema que permita al operador monitorear constantemente cómo se está quemando el combustible dentro de la caldera.

La tecnología que a continuación se presenta es un novedoso software que permite la monitorización de las condiciones locales de combustión en el hogar, así como la producción de vapor, consumo de agua y consumo de combustible.

El sistema *OPTICOM* es un producto de la empresa: Ingeniería Energética y de Contaminación, S.A. (INERCO), ubicada en la ciudad de Sevilla España, la cual tiene una gran experiencia para la mejora del rendimiento energético de los procesos productivos y la reducción de su impacto ambiental, aportando soluciones concretas de desarrollo propio en los sectores energético, químico y petroquímico. (INERCO, 2000).

La tecnología *OPTICOM* guía al operador de caldera hacia el ajuste más adecuado de cada quemador independiente, conduciendo a la optimización global de la caldera, con mejoras relevantes en los resultados de operación, así como un funcionamiento más seguro y flexible de la caldera.

El equipo necesario para instalar este software es un Control Lógico Programable (PLC), el cual será el encargado de enviar todas las condiciones de las calderas que se registran en el panel de control (figura 20), traducir dichas señales y enviarlas al computador donde se registrarán.

En la figura 27 se muestra el esquema básico del sistema *OPTICOM* automatizado.

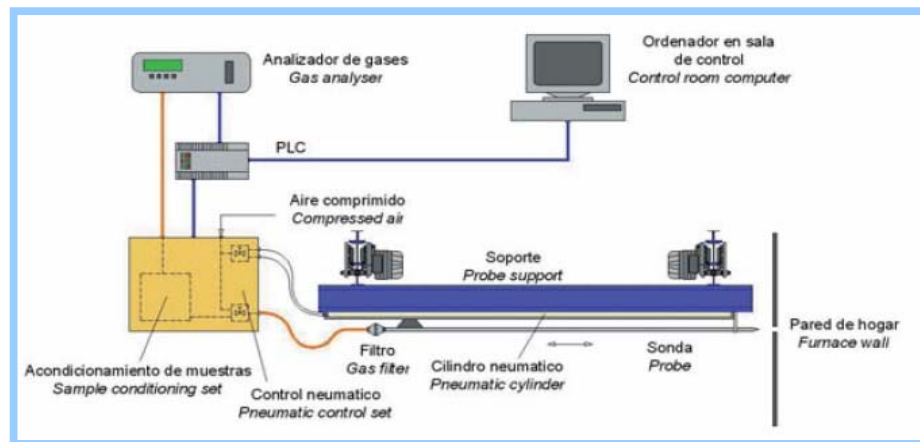


Figura 27. Esquema básico para el sistema OPTICOM automatizado. (INERCO,2000)

En la figura 28 se observa la pantalla principal del software, a través del cual el operador podrá monitorear constantemente el estado de la caldera y estar alerta ante cualquier percance que se presente.

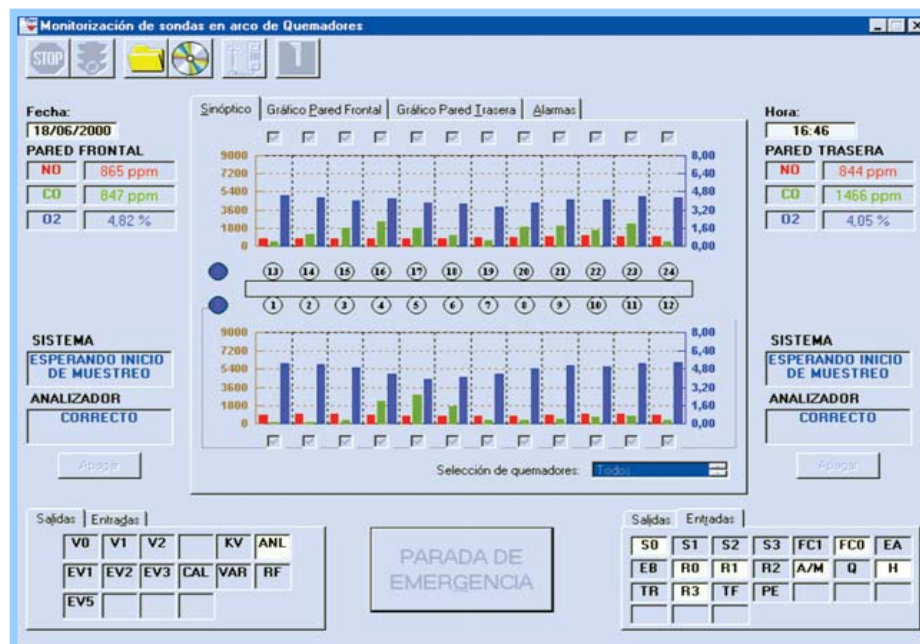


Figura 28. Perfiles de combustión medidos con el sistema OPTICOM. (INERCO,2000)

Dado que este software es recomendado para monitorear todo el sistema de calderas, queda como una propuesta abierta a instalar, después que se le realicen los análisis de eficiencia a las calderas restantes de la empresa Remavenca, ya que este Trabajo Especial de Grado fue enfocado en principio para demostrar que existía un consumo excesivo de combustible en el área y como estudio inicial fue tomada la caldera N° 6.

7. Conclusiones.

6. CONCLUSIONES.

A continuación se presentan las conclusiones más relevantes derivadas de la realización del presente Trabajo Especial de Grado, las cuales se presentan siguiendo el orden de los resultados del trabajo.

- A medida que la eficiencia en un generador de vapor disminuye, el consumo de combustible aumenta.
- La variable principal en el control de la combustión es el exceso de aire.
- El estudio constante del indicador Gas/Vapor permite llevar un buen control de la situación actual de eficiencia del sistema de generación de vapor.
- Los máximos ahorros de combustible son logrados al minimizar las pérdidas de combustible no quemado y controlando la temperatura en chimenea disminuye la cantidad de calor que se escapa por la misma.
- Para que el control de combustión sea efectivo debe estar fundamentado por buenas prácticas de mantenimiento y calibración de los equipos de combustión. Un pobre mantenimiento puede neutralizar o, si es posible, destruir un buen sistema de control de combustión.
- El comportamiento del indicador Gas/Vapor para el ejercicio 0405 no se encuentra dentro de los rangos óptimos de operación.
- El sistema de combustión actualmente instalado en la caldera N° 6 no es capaz de modular correctamente la operación.
- La mayor fuente de ineficiencia en la caldera N° 6, se presentó a través de las pérdidas por chimenea, es decir, por los gases de combustión.

- La caldera N° 6 opera con un factor de carga promedio del 50%, a través del cual se obtiene los mayores valores de eficiencias.
- El sensor de O₂ que cumple con los criterios de economía y mantenimiento, es el sensor “In-Situ” sin calentador.
- La alternativa económicamente factible es la de adquirir un servo control de aire, un servo control de gas, un controlador y un sensor de O₂, es decir, la alternativa C.

8. Recomendaciones.

8. RECOMENDACIONES.

A continuación se presentan las recomendaciones relacionadas con la sala de calderas de la empresa Remavenca establecimiento Turmero, que pueden ser consideradas para futuros trabajos.

- Colocar un medidor de flujo de combustible en cada una de las calderas; a fin de poder llevar un control real del consumo del mismo y así comprobar adicionalmente la eficiencia de cada equipo por el método directo.
- Analizar y verificar el poder calorífico del combustible reportado por el proveedor (PDVSA) a fin de establecer las posibles variaciones del mismo. Este análisis se puede realizar instalando un cromatógrafo de gases en línea.
- Estudiar individualmente cada caldera para determinar la distribución óptima de carga y obtener el máximo beneficio económico del combustible, ya que cada generador de vapor presenta un rendimiento de combustión particular.
- Realizar el estudio completo del sistema de generación de vapor, a fin de verificar que todas las tuberías están correctamente aisladas y que no existan fugas en las mismas.

9. Bibliografía.

9. BIBLIOGRAFÍA.

- ABMA. 1985. "**American Boiler Manufacture`s Association**". ABMA-85. New York, USA.
- Armstrong International. 1998. "*Guía para la conservación de vapor en el drenado de condensados*". USA.
- ASME. 1998. "**Performance Test Codes. Fired Steam Generators. ASME PTC 4-1998**". The American Society of Mechanical Engineers. New York, USA.
- BACA, J. 1990. "**Fundamentos de Ingeniería Económica**". Mc Graw Hill. México.
- Barroso, J. 2000. "*Calderas: operación y mantenimiento*". Centro de capacitación de empresas. Sivenca. Venezuela.
- Branan, C. 2000. "*Soluciones prácticas para el ingeniero químico*". 2da. Edición. Mc Grawhill. México.
- British Standards Institution (BSI) 1987. "**British Standard Methods for Assessing Thermal**". Performance of Boilers for Steam, Hot Water and High Temperature Heat, *Transfer Fluids*. BS 845, UK.
- Buitrago, E.1995. "*Sistemas e instrumentación para generadores de vapor*". Trabajo de Postgrado en Instrumentación. UCV. Maracay, Venezuela.
- Cater. 1998. "**Funcionamiento y control de Calderas Industriales**". Remavenca. Turnero, Venezuela.

- CIBO.1997.”*Council of industrial Boiler Owners, Energy efficiency Handbook*”. USA.
- Cleaver Brooks. 1978. “*Manual técnico de la Caldera acuotubular*”. USA.
- (CONAE). Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. 2000. “*Metodología para el diagnóstico energético en sistemas de generación y distribución de vapor*”. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=783> [Consulta: Julio 15, 2005].
- (CONAE). Comisión Nacional para el Ahorro de Energía 2002.”*Guía de vapor para la industrial*”. 1ra. Edición. México.
- Degremont. 1979. “*Manual técnico del agua*”. 4ta. Edición. España.
- Figueroa, M. 2004. “*Evaluación del desgacificador de la planta de tratamiento de aguas blancas de la empresa Remavenca*”. Trabajo Especial de Pregrado. UCV. Caracas, Venezuela.
- Himmelblau, D. 1997. “*Principios básicos y cálculos en Ingeniería Química*”. 6ta. Edición. Pearson.
- INERCO. 2000. “*Sistema automático de monitorización de las condiciones locales de combustión en calderas industriales*”. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.inerco.com/productos/opticom.htm>. [Consulta: Octubre 01, 2005].
- Lipesa. 1998. “*Tratamiento Químico del agua*”. Imprefag. Venezuela.
- Liptak, B. 1999. “*Optimization of Industrial Unit Proceses*”. 2da.Edición.CRC. USA.

- MCL Control. 2003. “**Combustión control & Burner, Management Dedign & Applications**”. MCL Control, Venezuela
- (MIP). Ministerio de la Industria de Perú 2000. “**Mejora de la eficiencia energética en calderas industriales en Perú**”. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.estudio de factibilidad para un proyecto MDL. Perú.gob.mx> [Consulta: Mayo 10, 2005].
- Moreno, M. 1994. “**Evaluación de sistemas mecánicos en la reducción de los niveles de emisiones de NOx y CO en procesos de combustión**”. Trabajo Especial de Pregrado. UCV. Caracas, Venezuela.
- PDVSA. 2005. “**Facturación de cancelación de Gas industrial**”. Petróleos de Venezuela, S.A. Venezuela.
- Perry, R. 1996. “**Manual del Ingeniero Químico**”. 6ta. Edición. Mc.Graw-Hill. . Tomo III y VI. México
- Posada, E. 2002. “**Guía de buenas prácticas en el uso racional de la energía**”. Ministerio de Medio Ambiente. Colombia.
- Ramos, A. 2004 “**Guía de teoría y práctica de Ingeniería Económica**”. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería Química. Venezuela.
- Remavenca. 1999. “**Usos del vapor en Remavenca** ”. Remavenca. Turmero, Venezuela.
- Rendón, J. 1999. “**Ahorro energético controlando la combustión**”. Suplemento técnico. PDVSA gas. Venezuela.
- Rendón, J. 2000. “**Quemadores industriales**”. Suplemento técnico. PDVSA gas. Venezuela.

- Shields, C. 1986. “*Calderas: tipos, características y sus funciones*”. 3ra. Edición. Marimar. Chile.
- Smith, C., Corripio, A. 1991. “*Control automático de procesos. Teoría y Práctica*”. Limusa. México.
- TecnoControles. 2005. “*Seminario: Tecnologías para control de llama y control de combustión*”. Tecnocontroles. Venezuela.
- Testo. 2000. “*Manual de instrucciones del analizador de gases Testo 300XL*”. 1ra edición. G&M internacional Service, C.A. Alemania.

10. Apéndices

10. APÉNDICES.

APÉNDICE A: ANTECEDENTES DE LA EMPRESA

Reseña Histórica

REMAVENCA - Establecimiento Turmero, es una empresa con capital 100% venezolano; fundada por la familia Mendoza Fleury en 1954 con el objetivo inicial de producir hojuelas de maíz para la industria cervecera, específicamente para la empresa Cervecería Polar, la cual pertenecía a la misma familia. Sin embargo en 1959 el Dr. Mendoza Fleury, su hijo Juan Lorenzo y un grupo de colaboradores inician un proyecto que modifica el esquema original para el cual fue concebida la empresa; haciendo entonces la producción de harina precocida de maíz para la elaboración de arepas el nuevo esquema a seguir.

La harina P.A.N. fue el resultado de uno de los aportes tecnológicos más importantes en la década de los 50, e hizo que se rescatara el uso tradicional de la arepa como alimento primordial de los venezolanos. Desarrollar y ofrecer productos para nuevos mercados es sólo el resultado de la filosofía de conciliar un desarrollo armonioso con el país y esa es la intención de Polar. Al nuevo producto se le dio el nombre de P.A.N. (Producto Alimenticio Nacional) y se introdujo al mercado, con gran éxito, en Caracas durante el mes de diciembre de 1960. El volumen de ventas obtenidos superó cualquier expectativa, el primer día fue de 220 cajas (5.280 kg) y el primer mes de 100.000 kg de harina. Hoy en día, la producción mensual de REMAVENCA alcanza las 30.000 toneladas. La harina P.A.N. es el principal producto de REMAVENCA; sin embargo, como parte del proceso permanente de innovación, la empresa ha incursionado en el desarrollo de productos de consumo masivo e industrial, que se obtienen a partir de los subproductos que se originan de la elaboración de la harina de maíz precocida.

Luego de algunos estudios realizados se determinó que el germen y la concha del maíz son ricos en grasas, entonces para 1962 se instala una prensa capaz de producir aceite crudo, y el residuo es utilizado como alimento para animales. La eficiencia de este sistema determinó que a finales de 1.966 se instalara la planta de extracción, refinación y envasado de aceite comestible cuya marca comercial es MAZEITE.

Misión

Satisfacer las necesidades de consumidores, clientes, compañías vendedores, concesionarios, distribuidores, accionistas, trabajadores y suplidores, a través de nuestros productos y de la gestión de nuestros negocios, garantizando los más altos estándares de calidad, eficiencia y competitividad, con la mejor relación precio - valor, alta rentabilidad y crecimiento sostenido, contribuyendo con el mejoramiento de la calidad de vida de la comunidad y el desarrollo del país.

Visión 2005

Consolidaremos nuestra posición en Venezuela y extenderemos nuestras actividades en la Comunidad Andina de Naciones. Seremos líderes en los mercados donde participemos, logrando que el 40% de nuestras ventas totales provengan de productos de alto valor agregado. Contaremos con una organización orientada al mercado, que promueva la generación y difusión del conocimiento en las áreas comercial, tecnológica y gerencial. Desarrollaremos un portafolio de marcas fuertes y de reconocida calidad, así como sistemas comerciales y de información que nos permitan colocar nuestros productos en la totalidad de los puntos de venta, donde tendremos una presencia predominante.

APÉDICE B:

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO DE LA EMPRESA

Producción de harina precocida (P.A.N)

Recepción del maíz: se asegura que la materia prima cumpla con los parámetros de calidad.

Acondicionamiento y almacenaje: se eliminan las impurezas y posteriormente es enviado a los silos para su conservación y almacenaje.

Desgerminación: consiste en la separación de la concha del endospermo y del germen; se divide en limpieza, pulido, cernido y doble paso.

Laminación: se acondiciona mediante la inyección de agua y vapor obteniéndose hojuelas (Flakes).

Molienda: se transforman las hojuelas en harina.

Empaque: se empaqa el producto asegurando su calidad integra.

Producción de aceite comestible (MAZEITE)

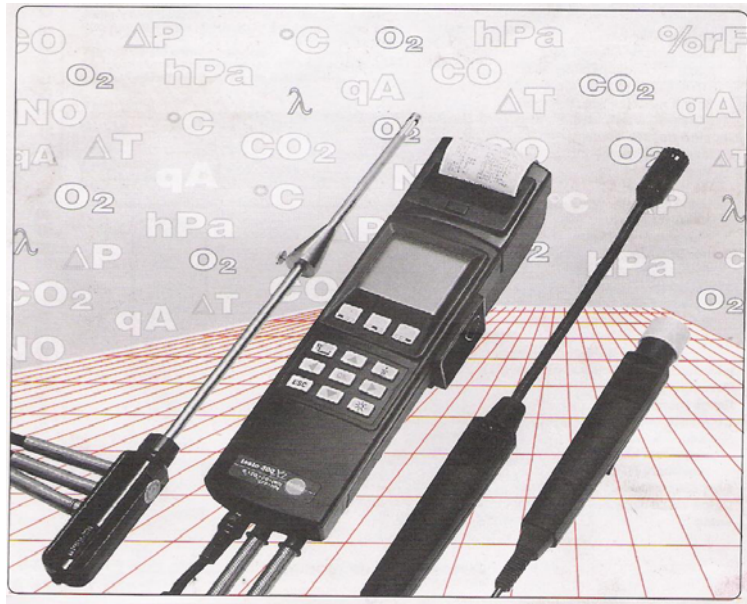
Preparación: se transforma el material extraíble (germen y concha) por extracción en pequeños cilindros llamados Pellets.

Extracción: se extrae la grasa contenida en los Pellets utilizando hexano como solvente.

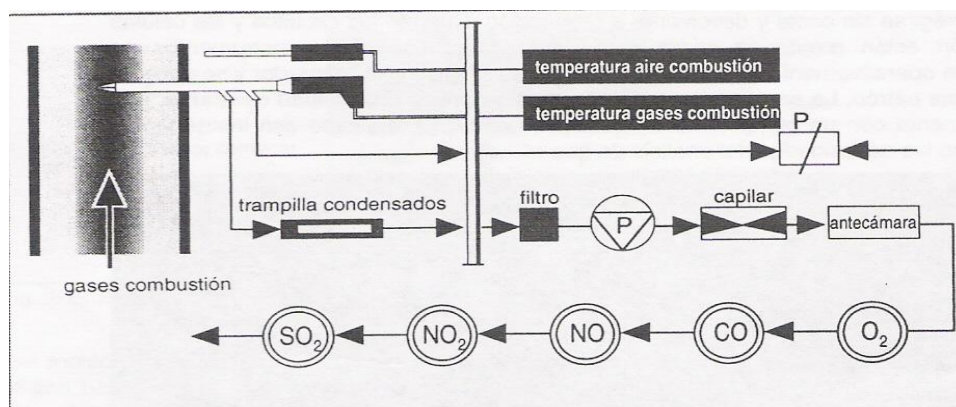
Refinación: aquí se eliminan todos los compuestos que confieren mal olor, sabor y color al aceite, esta etapa se divide en:

- *Clarificación*
- *Desgomado*
- *Descerado*
- *Blanqueado*
- *Winterización*
- *Desodorizado*

APÉDICE C:
DIDUJO Y ESQUEMA DEL EQUIPO ANALIZADOR DE GASES



Analizador de gases Testo 300XL



Esquema del Testo para el análisis de gases.

APÉDICE D:
PARÁMETROS DE COMBUSTIÓN ESTABLECIDOS.

Factores específicos de cada combustible.

<i>Combustible</i>	<i>CO₂máx.</i>	<i>O₂ref.</i>	<i>A₂</i>	<i>B</i>	<i>H₂O máx.</i>	<i>F_{Br.}</i>	<i>K_{qi.}</i>
Gas Natural	11.9	3	0.6815	0.0097	22.40	0.2378	72
Propano	13.7	3	0.5826	0.0097	18.34	0.2329	84
Butano	14.0	3	0.5685	0.0097	17.65	0.2302	75
Coque	20.0	13	--	--	0	0.3157	60
Antracita	19.2	8	--	--	0	0.2755	60
Hulla	18.5	8	--	--	0	0.2543	60
Gas Ciudad	12.1	3	--	--	0	0.2445	35

Fuente: Manual del instrumento Testo 300XL

APÉDICE E:

HOJA DE ESPECIFICACIÓN DE LA CALDERA Nº 6 DE REMAVENCA

EXPECTED PERFORMANCE SHEET		WTX-31113		R14 012	
BURNER: - CR.-CN-5	BOILER MODEL: DL-68	CUSTOMER: CERVECERA			
PREHEATER: SQFT	BLR.DES.PRESS: 260.PSIG	NACIONAL MATORIN			
HEATER:		VENEZUELA			
ECONOMIZER: 0. SQFT	FURN VOLUME: 1194.CUFT	02-27-78			
AL: 3215*26.60HG, CF1.125	H.S. BOILER: 3870.SQFT	PROP. NO. P-			
H, STEAM (BTU/LB) 1189.66	PROJ. W.W. : 676.SQFT	CONT. NO. WT-			
H, WATER (BTU/LB) 180.26	TOTAL: 4546.SQFT				
H, DELTA (BTU/LB) 1009.40					
SUPERHEAT: DEG-F					
STEAM FLOW, LBS/HR	27600.	27600.	55200.	55200.	FAN DES.
CONT. RLOWDOWN, LBS/HR	0.	0.	0.	0.	0.
CONTINUOUS PERCENT LOAD %	50.00	50.00	100.00	100.00	
TYPE OF FIRING	7	2	7	2	
EX. AIR IN FURNACE & BOILER	10.00	15.00	10.00	15.00	
DRUM OPERATING PRESS. PSIG	100.	100.	100.	100.	
SATURATED STEAM TEMP. DEG-F	338.	338.	338.	338.	
FURNACE EXIT GAS TEMP. DEG-F	1684.	1660.	2015.	1991.	
FLUE GAS LV. BOILER TEMP. DEG-F	405.	415.	505.	515.	
FLUE GAS LV. ECON. TEMP. DEG-F	0.	0.	0.	0.	
WATER ENTER. ECON. TEMP. DEG-F	0.	0.	0.	0.	212.
WATER ENTER. BOILER TEMP. DEG-F	212.	212.	212.	212.	
AMBIENT AIR TEMP. DEG-F	90.	90.	90.	90.	90.
HEAT OUTPUT 1000*BTU/HR	27859.	27859.	55719.	55719.	
HEAT INPUT 1000*BTU/HR	34210.	33210.	69837.	67811.	
GAS LOSS %	5.68	6.57	7.48	8.59	
H2 & H2O IN FUEL LOSS %	10.96	7.11	11.39	7.39	
MOISTURE IN AIR LOSS % - R.H.=60%	0.16	0.17	0.21	0.23	
RADIATION LOSS %	1.26	1.26	0.63	0.63	
UNACCOUNTED FOR LOSS %	0.50	1.00	0.50	1.00	
TOTAL HEAT LOSS %	18.56	16.11	20.22	17.83	
EFFICIENCY OF UNIT, %	81.44	83.89	79.78	82.17	
FUEL FIRED LBS/HR	1621.	1721.	3310.	3514.	
HHV OF FUEL, BTU/LB	21100.	19300.	21100.	19300.	
FLUE GAS LV. FURN. & BOILER LBS/HR	29213.	30306.	59637.	61881.	
FLUE GAS TO STACK LBS/HR	29213.	30306.	59637.	61881.	+ 10 %
AIR FOR COMBUSTION LBS/HR	27592.	28585.	56327.	58367.	64204.
AIR FOR COMBUSTION IN CFM	7157.	7415.	14611.	15140.	16654.
DRAFT LOSS FURN. & BOILER INCH. W.G.	0.73	0.78	3.03	3.26	
DRAFT LOSS IN ECON. INCH. W.G.	0.0	0.0	0.0	0.0	
DRAFT LOSS IN BREECHING INCH. W.G.	0.08	0.08	0.34	0.34	
PRESS. IN FURNACE INCH. W.G.	0.81	0.87	3.37	3.60	
DRAFT LOSS THRU BURNER INCH. W.G.	1.76	1.88	7.32	7.86	
DRAFT LOSS IN SILENCER INCH. W.G.	0.0	0.0	0.0	0.0	+ 15 %
NET RESISTANCE INCH. W.G.	2.57	2.75	10.68	11.45	13.17
HT. REL., BTU/HR/CFM	28651.	27814.	58490.	56793.	
HT. REL., BTU/HR/SQFT, PROJ.W.	50606.	49127.	103309.	100312.	
AIR RATE, BTU/HR/SQFT	6128.	6128.	12257.	12257.	
AIR H.P.			24.6	34.5	
MOTOR BHP @ CORR. FAN EFFICIENCY			35.1	46.0	

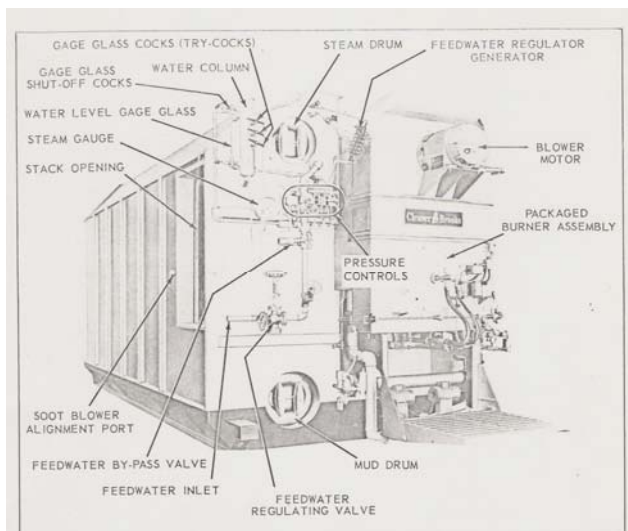
% de O₂ para cada carga de la caldera recomendada por el fabricante

Carga	0	20	40	60	80	100
% de O ₂	12	9	6	4	3	2

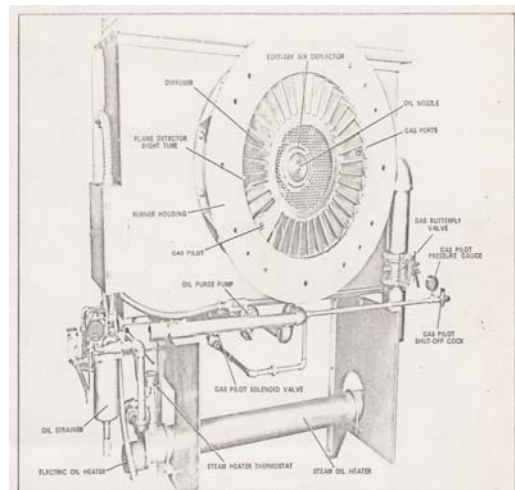
APÉDICE F:
PARTES Y QUEMADOR DE LA CALDERA N° 6



Caldera N° 6 de Remavenca.



Partes de la caldera 6.



Quemador de la caldera 6

APÉDICE G:
RESUMEN DE LOS MÉTODOS DE ANÁLISIS DE AGUAS BLANCAS.

Análisis	Tipo de Muestra	Volumen de Muestra (ml)	Reactivos	Método	Cálculo del parámetro.
Sílice	<i>Alimentación</i> <i>Calderas</i>	2 ó 5 2	Si 1A Si 2A Si 3A	Agregar el volumen de muestra a un balón aforado plástico de 50 ml y aforar con agua destilada. Coloque la tapa al balón y agitar. Tomar 6ml de la muestra en una celda y adicionar 3 gotas del reactivo Si 1A y 10 gotas del reactivo Si 2A. Mezclar y esperar 2 min. Agregar 10 gotas del reactivo Si 3A, mezclar y esperar 5 min. Leer en el comparador y hacer un blanco.	Tomar la lectura en el equipo, buscar valor en la tabla G.1 anexa dependiendo del volumen de muestra que se toma. Se expresa en ppm de Sílice. Blanco: Muestra sin reactivos.
Dureza Total	<i>Alimentación</i> <i>Calderas</i>	25 25	Indicador negro de Ericromo T. Solución Buffer pH y Solución E.D.T.A a 0,02M	Agregar dos goteros (20 gotas) de solución Buffer, luego adicionar una pizca de indicador de negro de Ericromo T y agitar; si la muestra se torna color azul, entonces la dureza es negativa y si se torna a rojo es positiva, se procede a titular con E.D.T.A. hasta que cambie a un color azul.	Si los ml de muestra son 25, multiplicar por 40. Dureza Total (DT) $DT = \frac{\text{ml gastados} \times 1000}{\text{ml muestra}}$
Alcalinidad Total	<i>Alimentación</i> <i>Calderas</i>	25 10	Indicador mezclado, Solución de H₂SO₄ al 0.02N y solución de NaOH al 0.02N	Agregar 3 gotas del indicador mezclado, si la muestra toma un color azul, se titula con H ₂ SO ₄ hasta obtener un color rojo. Si la muestra toma un color rojo se titula con NaOH hasta obtener un color azul.	Si los ml de muestra son 25, multiplicar por 40. Si los ml de muestra son 10, multiplicar por 100. Alcalinidad (Alc) $Alc = \frac{\text{ml gastados} \times 1000}{\text{ml muestra}}$
Grasa cualitativa	<i>Condensado de Reposición</i>	50	Alcanfor	Agregar una pizca de alcanfor a la muestra tomada.	Si las partículas de alcanfor se mueven, se dice que no se esta en presencia de grasa (negativa). Si éstas partículas quedan inmóviles, significa que hay presencia de grasa.

Fuente: Remavenca, 1999.

G.1 Determinación de la composición de sílice: (Lipesa, 1998)

➤ **Reactivos**

Si 1A Si 2A Si 3A.

➤ **Preparación de reactivos:**

Reactivo Si 1A: tomar 520mL de ácido clorhídrico, grado analítico y disolverlo lentamente en 400 mL de agua destilada. Dejar enfriar a temperatura ambiente y transferir a un balón aforado de 1000 mL y aforar con agua destilada. Almacenar esta solución ácida en un envase de plástico.

Reactivo Si 2A: disolver 400gde Molibdato de amonio tetrahidratado en 600 mL de agua destilada. Calentar para favorecer la solución pero sin hervir. Enfriar la solución y ajustar el pH de la misma entre 7-8 con una solución de hidróxido de amonio (NH₄OH) al 25%. Transferir a un balón aforado de 1000mL y aforar con agua destilada. Almacenar la solución en un envase de plástico de polietileno.

Reactivo Si 3A: disolver 0,5g de ácido 1-Amino-2-Naptol-4-Sulfónico y 1g de sulfito de sodio (Na₂SO₃) en 50mL de agua destilada, agitando lentamente. Adicionar 30g de Bisulfito de sodio (NaHSO₃) en 150mL de agua destilada y agitar. Filtrar la solución resultante y recoger el filtrado en una botella plástica oscura. Prolongue la vida del reactivo almacenándolo en un refrigerador y alejado de la luz.

Tabla G.1. Equivalencia para obtener en forma directa la composición de Sílice.

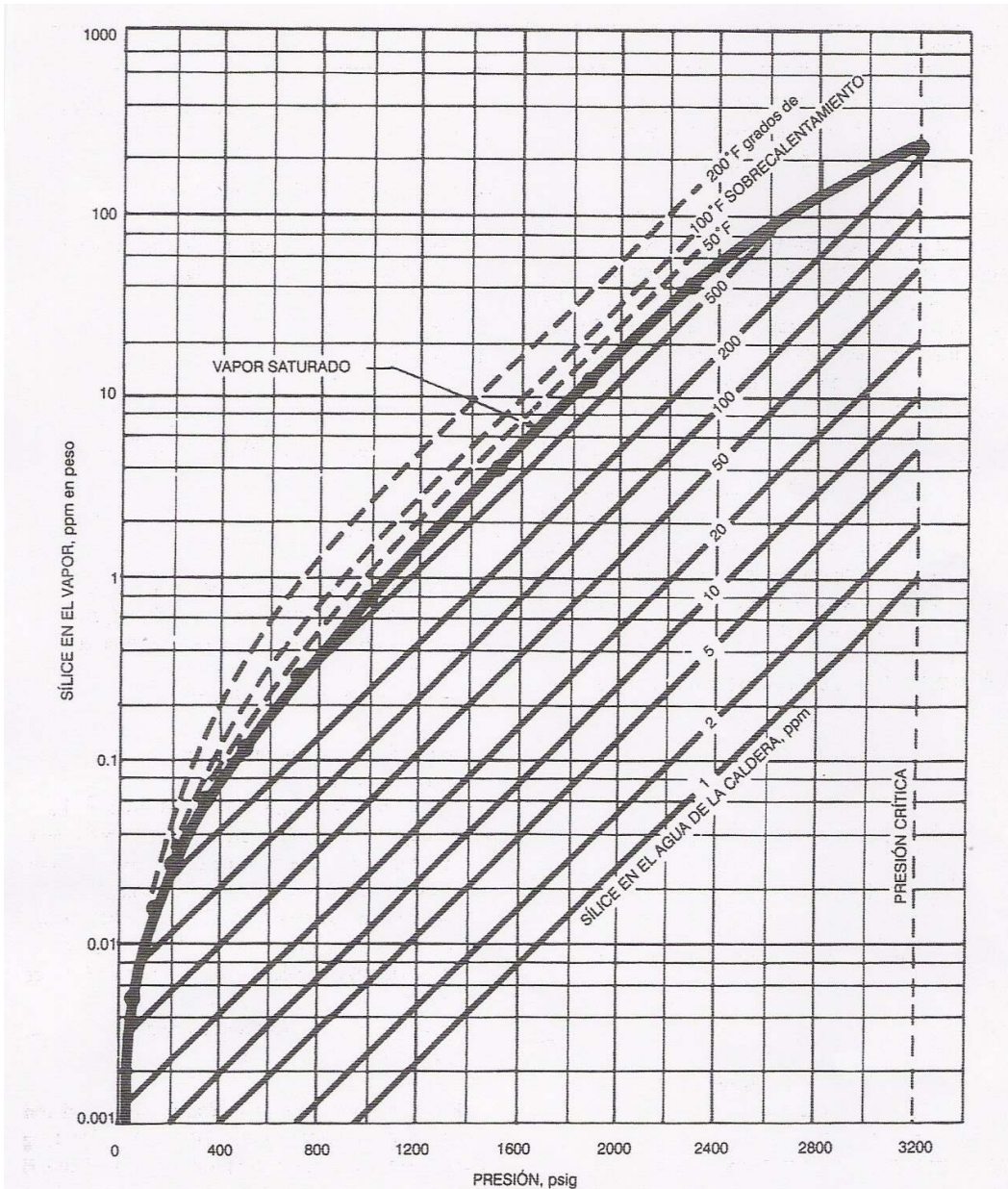
Lectura en el comparador Si (mg/L)	Resultado de Sílice según volumen tomado de muestra					
	1 mL	2 mL	3 mL	4 mL	5 mL	10 mL
0,0	0	0	0	0	0	0
L.I.	16	8	5	4	3	2
0,3	32	16	11	8	6	3
L.I.	49	24	16	12	10	5
0,6	65	33	22	16	13	7
L.I.	93	46	31	23	19	9
1,0	120	60	40	30	24	12
L.I.	140	70	47	35	28	14
1,5	160	80	53	40	32	16
L.I.	188	84	63	47	38	19
2,0	215	108	72	54	43	22
L.I.	268	134	89	67	54	27
3,0	320	160	107	80	64	32
L.I.	428	214	143	107	86	43
5,0	535	268	178	134	107	54
L.I.	643	321	214	161	129	64
7,0	750	375	250	188	150	75
L.I.	910	455	303	228	182	91
10,0	1070	535	357	268	214	107

L.I. Lectura intermedia.

Fuente: Remavenca, 1999.

APÉDICE H:

RELACIONES ENTRE LA PRESIÓN DE LA CALDERA, EL CONTENIDO DE SÍLICE EN EL AGUA DE LA CALDERA Y LA SOLUBILIDAD DEL SÍLICE EN EL VAPOR



Fuente: Branan, 2000

APÉDICE I:**CÁLCULOS TIPOS**

A continuación se presentan los cálculos que fueron necesarios para calcular: las pérdidas de energía, el consumo de combustible y la eficiencia de la caldera N°6, específicamente para el día 19 de Julio del 2005, para los demás días se procede de igual manera, tomando como datos para las fórmulas los análisis de combustión realizados.

1. Pérdidas por chimenea:

$$Pg_1 = (Tg - Ta) \times \left| \frac{A_2}{21 - O_2} + B \right| = (209 - 30) \times \left| \frac{0,6815}{21 - 4} + 0,0097 \right| = 8,91\%$$

$$Pg_2 = K \times \left| \frac{(Tg - Ta)}{CO_2} \right| = 0,72 \times \left| \frac{(209 - 30)}{9,6} \right| = 13,43\%$$

$$Pg = \left[\frac{Pg_1 + Pg_2}{2} \right] = \left[\frac{8,91 + 13,43}{2} \right] = 11,17\%$$

Donde:

Pg₁: Pérdidas por gases de chimenea a partir de O₂ (%).

Tg: Temperatura de gases de combustión (°C).

Ta: Temperatura ambiente (°C).

A₂: Factor específico del combustible (adim).

B: Factor específico del combustible (adim).

O₂: Valor de O₂ medido (%).

Pg₂: Pérdidas por gases de chimenea a partir de CO₂ (%).

K: Factor específico del combustible (adim).

CO₂: Valor de CO₂ medido (%).

2. Pérdidas por gases no quemados:

$$Pi = K \times \left[\frac{CO}{CO + CO_2} \right] = 0,72 \times \left[\frac{500}{500 + 9,6} \right] = 0,71\%$$

Donde:

CO: Valor de CO medido (%).

3. Pérdidas por radiación:

$$Pr = \frac{4.13 \times P^{12.7}}{Q} = \frac{4.13 \times (1500Hp \times (745,7 \times 10^{-6}))^{12.7}}{23460lb/h \times (3,50 \times 10^{-4})} = 2,12\%$$

Donde:

P: Potencia de la caldera (MW)

Q: Generación instantánea de vapor (MW)

Para llevar Lb/h a MW multiplíquese por $3,50 \times 10^{-4}$.

Para llevar Hp a MW multiplíquese por $745,7 \times 10^{-6}$.

4. Pérdidas por purga:

$$\%FP = \frac{XA}{XP} \times 100 = \frac{10}{120} \times 100 = 8,33\%$$

Si el flujo de Vapor es 23.460 lb/h y representa el 100%, quiere decir que el 8,33% representa un flujo de 2.133 lb/h.

$$FP = 2133lb/h$$

$$Qp = FP \times HL = 2133lb/h \times 341,19Btu/lb = 727758Btu/h$$

Donde:

FP: Flujo de agua de purga continua (kg/h).

XA: Composición de Sílice en el agua de alimentación (ppm).

XP: Composición de Sílice en el agua de purga continua (ppm).

Qp: Calor perdido por purga continua (Btu/h).

HL: entalpía del líquido saturado (Btu/lb).

Para transformar este calor a porcentaje, se utiliza la hoja de especificación de la caldera, en donde el calor teórico a la entrada con un 100% de carga debe ser de:

$$67811000 \text{ Btu/h.}$$

Como para este día la carga de la caldera estaba a 42,5%, se tiene que el calor teórico era de:

$$Q_{TEÓRICO} = 67811000 \text{ Btu/h} \times 0,425 = 28819675 \text{ Btu/h}$$

Por lo tanto el porcentaje de purga será:

$$\%Pp = \frac{Qp}{Q_{teórico}} \times 100 = \frac{727758 \text{ Btu/h}}{28819675 \text{ Btu/h}} \times 100 = 2,52\%$$

Resultados de los análisis de agua

FECHA	SÍLICE (ppm)		% de FP con respecto a FA	% de FV con respecto a FA	FV (Lb/h) Dato	FP (Lb/h)	FA (Lb/h)
	XA	XP					
19-Jul	10	120	8	92	23.460	2.133	25.593
20-Jul	13	188	7	93	18.586	1.381	19.967
21-Jul	13	160	8	92	15.669	1.386	17.054
22-Jul	13	160	8	92	24.653	2.180	26.833
23-Jul	10	160	6	94	24.002	1.600	25.602
24-Jul	19	140	14	86	20.200	3.172	23.372
25-Jul	19	120	16	84	23.395	4.401	27.797
26-Jul	13	160	8	92	21.259	1.880	23.139
27-Jul	19	134	14	86	4.617	763	5.379
28-Jul	19	80	24	76	10.530	3.280	13.810
29-Jul	19	160	12	88	15.527	2.092	17.619
30-Jul	19	108	18	82	15.713	3.354	19.067
31-Jul	19	160	12	88	21.612	2.912	24.524
01-Ago	19	160	12	88	19.325	2.604	21.929
02-Ago	19	120	16	84	6.065	1.141	7.205
PROM.	16,2	142	12	88	17.641	2.285	19.926

Donde:

FV: Flujo de vapor producido.

FP: Flujo de purga.

FA: Flujo de agua de alimentación.

5. Pérdidas por el quemador:

Se refiere a la eficiencia del quemador como tal; esta pérdida se halla a través de la hoja de especificación de la caldera (apéndice E); en el renglón de % de Gas Loss; y tiene un valor de:

$$\%Pq = 8,59\%$$

6. Eficiencia de la caldera:

$$E = 100 - (Pg + Pi + Pr + Pp + Pq) = 100 - (11,17 + 0,71 + 2,12 + 2,52 + 8,59) = 74,89\%$$

Donde:

E: Eficiencia energética promedio (%).

Pg: Pérdida de calor por gases de chimenea (%).

Pi: Pérdida de calor por gases no quemados (%).

Pr: Pérdida de calor por radiación y convección (%).

Pp: Pérdida de calor por purgas (%).

Pq: Pérdidas por el quemador (%).

7. Determinación del consumo de combustible:

A partir de la definición de eficiencia se despeja la variable flujo de combustible.

$$FC = \frac{FV \times Hfg}{E \times PCI} = \frac{23460 \text{ lb/h} \times 855,25 \text{ Btu/lb}}{0,7489 \times 1000 \text{ Btu/ft}^3} = 26793 \text{ ft}^3/\text{h}$$

Donde:

FV: Flujo de vapor entregado por la caldera (lb/h).

Hfg: Entalpía de vaporización (Btu/lb).

FC: Flujo de combustible consumido (ft³/h).

PCI: Poder calorífico inferior del combustible (Btu/ft³).

8. Evaluación Económica.

El Ingeniero Químico, específicamente de procesos, frecuentemente se encuentra con el problema de que se debe reemplazar un equipo de proceso que está bajo su responsabilidad; para ello se hará uso de la herramienta económica de análisis de reemplazo, en donde la fórmula a utilizar es la siguiente: (Baca, 1990).

$$A = \frac{VP \times i(1+i)^n}{((1+i)^n - 1)} \quad \text{Ec. 19}$$

Donde:

A: Serie uniforme equivalente. Es el flujo de dinero uniforme por período que es equivalente al mismo.

VP: Valor presente. Es la cantidad que representa un flujo de dinero en el momento actual.

i: Tasa de interés efectiva.

n: Número de períodos de estudio.

Alternativa A: seguir con el sistema actual de varillas, es decir, hacer nada.

El consumo de combustible anual promedio de la caldera N° 6 es el siguiente:

De la tabla 12, el consumo de gas por hora promedio es 20.872 ft³/h y el costo actual del combustible es 33 Bs./m³ (PDVSA):

$$\text{Combustible}(Bs./\text{año}) = 20.872 \frac{ft^3}{h} \times \frac{1m^3}{35,31ft^3} \times \frac{8760h}{1año} \times \frac{33Bs.}{1m^3} = 170.877.308Bs./\text{año}.$$

Considerando el cambio actual del Dollar (2.150Bs./\$):

$$\$/\text{año} = 170.877.308 \frac{Bs.}{\text{año}} \times \frac{1\$}{2.150Bs.} = 79.478\$/\text{año}.$$

Para el mantenimiento de este sistema es necesario un ajuste de combustión cada 3 meses, es decir, cuatro veces al año. El costo de estos ajuste aparece en el apéndice J.1.

$$\text{Mantenimiento} / \text{año} = 300.000 \frac{\text{Bs.}}{\text{año}} \times 4 \text{Ajustes} \times \frac{1\$}{2.150\text{Bs.}} = 558\$ / \text{año}$$

El ahorro para esta alternativa no existe debido a que la instalada actualmente.

Alternativa B: adquirir dos servo motores y un controlador, para sustituir el sistema de varillaje y controlar manualmente la relación aire/combustible.

Costo de los equipos a adquirir: (apéndice J.2)

$$\text{Costo}_{TOTAL} \text{InversiónInicial} = 6.700\$$$

Al realizar este cambio se estima que el mantenimiento en cuanto al ajuste de combustión se realizará cada 6 meses, es decir, dos veces al año, por lo que el costo será:

$$\text{Mantenimiento} / \text{año} = 300.000 \frac{\text{Bs.}}{\text{año}} \times 2 \text{Ajustes} \times \frac{1\$}{2.150\text{Bs.}} = 279\$ / \text{año}$$

El ahorro para esta alternativa es el siguiente:

Considerando un ahorro anual de combustible de 3%, que es el rango inferior del ahorro estimado por el proveedor, para garantizar el estudio económico:

$$\text{Ahorro de Combustible} = 79.478\$ / \text{año} \times 0.03 = 2.384\$ / \text{año}$$

$$\text{Ahorro Mantenimiento} = (558 - 279)\$ / \text{año} = 279\$ / \text{año}$$

$$\text{Ahorro}_{TOTAL} = (2.384 + 279)\$ / \text{año} = 2.663\$ / \text{año}$$

Alternativa C: adquirir el sensor medidor de oxígeno, dos servo motores y un controlador; para sustituir el sistema de varillaje y controlar automáticamente la relación aire/combustible.

Costo de los equipos a adquirir: (apéndice J.2)

$$Costo_{TOTAL} InversiónInicial = 10.200\$$$

Este cambio no requiere de ajustes de combustión externos, y el seguimiento de los parámetros de combustión pueden ser realizados por los operadores del área, por lo tanto el ahorro en mantenimiento es del 100%.

El ahorro para esta alternativa es el siguiente:

Considerando un ahorro anual de combustible de 5%, que es el rango inferior del ahorro estimado por el proveedor, para garantizar el estudio económico:

$$Ahorro de Combustible = 79.478\$ / año \times 0.05 = 3.974\$ / año$$

$$Ahorro Mantenimiento = (558 - 0)\$ / año = 558\$ / año$$

$$Ahorro_{TOTAL} = (3.974 + 558)\$ / año = 4.532\$ / año$$

Siguiendo el procedimiento explicado en la sección de resultados y discusión para aplicar el método de la inversión incremental (Ramos, 2004), se obtiene el siguiente cuadro, donde se presentan las alternativas estudiadas, considerando un período de estudio de 10 años (vida útil estimada de los equipos) y una tasa de interés de 11% (tasa actual de los Bancos):

<i>Alternativa</i>	<i>Inversión Inicial (\$)</i>	<i>Ahorros (\$) (1-10 años)</i>
A	0	0
B	-6.700	2.663
C	-10.200	4.532

El primer paso es ordenar de menor inversión a la mayor, como se observa en la tabla, las alternativas ya están ordenadas, el siguiente paso es compara la alternativa A con la B.

Se hallan los valores presentes (VP) de cada alternativa y se realiza la diferencia del $VP_B - VP_A$.

De la ecuación 19 se despeja VP, quedando de la siguiente manera:

$$VP = \frac{A \times ((1+i)^n - 1)}{i(1+i)^n} \quad \text{Ec. 20}$$

Donde:

i: 11%.

A: Ahorro anual.

n: 10años de vida útil.

$$VP_A = -0 + \frac{0 \times ((1+0.11)^{10} - 1)}{0.11(1+0.11)^{10}} = 0\$$$

$$VP_B = -6.700 + \frac{2.663 \times ((1+0.11)^{10} - 1)}{0.11(1+0.11)^{10}} = 8.985\$$$

$$VP_{(B-A)} = 8.985 - 0 = 8.985\$$$

Dado que el valor presente es positivo, la alternativa B, es más atractiva que la alternativa A (hacer nada). Ahora se comparará la alternativa B con la C.

$$VP_C = -10.200 + \frac{4.532 \times ((1+0.11)^{10} - 1)}{0.11(1+0.11)^{10}} = 16.489\$$$

$$VP_{(C-B)} = 16.489 - 8.985 = 7.504\$$$

El valor presente adicional requerida para la alternativa C sobre la B, es positivo y, por lo consiguiente, este incremento es económicamente deseable, por lo tanto se seleccionará la alternativa C.

APÉNDICE J:

PRESUPUESTOS DE LAS ALTERNATIVAS ESTUDIADAS.

J.1. Costos de mantenimiento para los ajuste de combustión.



Valencia, 25 de Julio del 2005

REFINADORA DE MAIZ VENEZOLANA, C.A.
LA ENCRUCIJADA - EDO. ARAGUA

Atn. Compras

Estimado Señor:

Mediante la presente nos complace exponer ante Uds. nuestra oferta E090403A por el ajuste de combustión para la Caldera Acuotubular No. 6.

Esperando que la misma cumpla con sus requerimientos, y quedando a sus ordenes para cualquier aclaratoria, se despide

Atentamente
Eder Buitrago

OFERTA ECONOMICA

1.- AJUSTE DE COMBUSTIÓN

4 Horas - Hombre = 4 x 55.000 Bs. = 220.000,00 Bs.

Viático Traslado = 50.000,00

Informe de Resultados = 30.000,00

Total Ajuste de Combustión Caldera 6= 300.000,00 Bs.

2.- FORMA DE PAGO

100 % al concluir los trabajo

J.2. Costos de las alternativas estudiadas.

TECNO *Controles*.c.a

Valencia, 21 de Octubre de 2005
 Señores.-
 REFINADORA DE MAZ VEN EZOLANA, C.A.
 Presente.-

Atención: Ing. Amella Sierra

A continuación tenemos el agrado de someter a su consideración nuestra oferta por el material solicitado:

CANT.	DESCRIPCIÓN	P. UNIT. \$	TOTAL \$	TOTAL Bs.
01	ALTERNATIVA B			
	SERMOTOR PARA CONTROL DE AIRE. MARCA: MAXON. MODELO: 56325.	2.100 \$		
	SERMOTOR PARA CONTROL DE GAS. MARCA: MAXON. MODELO: 56425.	1.800 \$	6.700 \$	14.405.000,00
	SISTEMA DE CONTROL DE COMBUSTIÓN, DIGITAL. MARCA: FIREYE. MODELO: DL-605	2.800 \$		
	Ahorro estimado alcanzado (3-5)%			
01	ALTERNATIVA C			
	SERMOTOR PARA CONTROL DE AIRE. MARCA: MAXON. MODELO: 56325.	2.100 \$		
	SERMOTOR PARA CONTROL DE GAS. MARCA: MAXON. MODELO: 56425.	1.800 \$		
	SISTEMA DE CONTROL DE COMBUSTIÓN, DIGITAL. MARCA: FIREYE. MODELO: DL-605.	2.800 \$	10.200 \$	21.330.000,00
	SENSOR PARA LA MEDICIÓN DE O ₂ IN-SITU SIN CALENTAMIENTO. MARCA: MARATHON. SENSOR INC. MODELO: RKS-201	3.500 \$		
	Ahorro estimado alcanzado (5-8)%			

CONDICIONES:

VALIDEZ	: 30 DÍAS
ENTREGA	: INMEDIATA SALVO PREVIA VENTA
PRECIOS	: UNITARIOS EN BOLÍVARES, CALCULADOS AL CAMBIO OFICIAL DE 2150 Bs. \$, SUJETO A PAGO DE DIFERENCIAL CAMBIARIO SI ESTE VARIA PARA EL DIA DEL PAGO, DICHOS PRECIOS INCLUYEN 15% ARANCEL+ 1% AD-VALOR EM. CUALQUIER VARIACIÓN EN ALGUNOS DE ESTOS FACTORES SERA CONSIDERADA AL MOMENTO DE CANCELAR SU FACTURA.
PAGO	: CREDITO A 40 DÍAS.

Atentamente,
Conrado Marín,
Rep. de Ventas.

APÉNDICE K:

TABLAS DE DATOS DE PRODUCCIÓN DE REMAVENCA.

Ejercicio 03/04

MES	Maíz (Ton)	Producción de Vapor (Ton)	Consumo de Gas (m ³)	Indicador Gas/Vapor
Oct-03	37.299	13.946	1.259.355	0.90
Nov-03	40.415	12.819	1.301.274	1.02
Dic-03	35.788	12.411	1.071.663	0.86
Ene-04	40.887	15.831	1.321.981	0.84
Feb-04	31.779	14.779	1.146.600	0.78
Mar-04	35.920	14.656	1.400.476	0.96
Abr-04	32.783	14.078	1.110.135	0.79
May-04	40.062	16.300	1.187.290	0.73
Jun-04	32.406	13.430	1.113.840	0.83
Jul-04	34.825	15.714	1.200.550	0.76
Ago-04	37.135	15.220	1.151.995	0.76
Sep-04	25.593	10.531	974.545	0.93
Promedio	35.408	14.143	1.186.642	0.85

Ejercicio 04/05

MES	Maíz (Ton)	Producción de Vapor (Ton)	Consumo de Gas (m ³)	Indicador Gas/Vapor
Oct-04	31.711	13.943	1.039.401	0.75
Nov-04	24.441	10.806	1.014.638	0.94
Dic-04	38.883	14.005	1.229.089	0.88
Ene-05	34.657	11.555	1.182.854	1.02
Feb-05	30.402	8.957	1.064.375	1.19
Mar-05	23.568	8.123	933.335	1.15
Abr-05	32.688	11.355	1.244.685	1.10
May-05	32.057	10.240	1.377.740	1.35
Jun-05	27.187	11.988	1.144.455	0.95
Jul-05	26.402	9.683	1.215.045	1.25
Ago-05	34.077	12.969	1.326.390	1.02
Sep-05	24.450	9.950	1.050.600	1.06
Promedio	30.044	11.131	1.151.884	1.05

