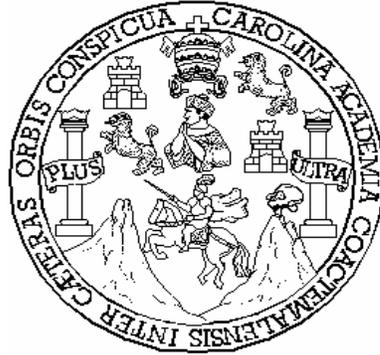


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODIFICACIÓN DE UN GENERADOR DE VAPOR PARA ALIMENTAR
DIRECTAMENTE A UN TURBOGENERADOR DE 15000 Kw. DEL INGENIO
SANTA ANA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR**

ROTMAN AMILCAR LEPE SOTO

**ASESORADO POR ING. EDWIN ESTUARDO SARCEÑO ZEPEDA
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO**

GUATEMALA JULIO DE 2005

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR



Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

**MODIFICACIÓN DE UN GENERADOR DE VAPOR PARA ALIMENTAR
DIRECTAMENTE A UN TURBOGENERADOR DE 15000 Kw. DEL INGENIO
SANTA ANA,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica, con fecha catorce de mayo de 2003.

ROTMAN AMILCAR LEPE SOTO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
VOCAL II	Ing. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuel Milson
EXAMINADOR	Ing. Edwin Estuardo Sarceño Zepeda
EXAMINADOR	Ing. José Francisco Arrivillaga Ramazzini
EXAMINADOR	Ing. José Arturo Estrada Martínez
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

Compañía Agrícola Industrial Santa Ana

Km. 64.5 carretera Santa Lucia Cotz. interior Finca Cerritos, Escuintla
PBX 879-3000 Ext. 2308, Fax. 879-3097

Escuintla, 03 de Abril de 2004

Ing.

Alfredo Arrivillaga.

Coordinador de E.P.S

Facultad de Ingeniería

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

Estimado Ingeniero:

Por este medio me comunico con usted esperando que se encuentre bien de salud y que tenga éxitos en sus labores cotidianas.

El motivo de la presente es para informarle que tuve a bien revisar el informe del proyecto de **E.P.S** titulado **MODIFICACIÓN DE UN GENERADOR DE VAPOR PARA ALIMENTAR DIRECTAMENTE A UN TURBOGENERADOR DE 15000 Kw. DEL INGENIO SANTA ANA**, del estudiante Rotman Amilcar Lepe Soto con No. de Carné 9416631, por lo cual le doy mi visto bueno, para que pueda continuarse con los trámites correspondientes.

De ante mano le agradezco su atención, se despide de usted.

Atentamente,

Ing. Erick Monrroy Gudiel
No. de Colegiado, 4,058

ACTO QUE DEDICO

A:

Dios

por guiarme en el sendero de la vida.

mis Padres

Rotman Amilcar Lepe Martínez.

Irma Odilia Soto de Lepe.

mi familia

en general

mi esposa e hija

Olga Elena Silva Ezeta

Dyann Aimé Lepe Silva

la Facultad de Ingeniería

la Universidad de San Carlos de Guatemala

AGRADECIMIENTOS

A

Todo el personal de la Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S. A.

El Ingenio Santa Ana por haberme dado la oportunidad de poner en practica lo aprendido durante la vida estudiantil y por haberme permitido realizar el punto de tesis en dicha empresa.

El Ingeniero Erick Rolando Gudiel, por haberme asesorado en el presente proyecto de tesis.

El Ingeniero Gustavo de León por el apoyo proporcionado durante la realización de este trabajo de tesis.

ÍNDICE GENERAL

INDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XII
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1 GENERACIÓN DE VAPOR	
1.1 Generalidades	1
1.1.1 Funcionamiento de un generador de vapor	1
1.1.2 Análisis de los procesos en la generación de vapor	4
1.2 Generador de vapor en condiciones actuales	43
1.2.1 Descripción de sus componentes	43
1.2.1.1 Economizadores	43
1.2.1.2 Precalentadores de aire	46
1.2.1.3 Bombas de alimentación	49
1.2.1.4 Ventiladores	56
1.2.1.5 Sobrecalentadores	61
1.2.1.6 Líneas de conducción de vapor	64

1.2.2	Datos técnicos de diseño de operación del generador de vapor	72
1.3	Análisis de la eficiencia del generador de vapor	74
1.3.1	Eficiencia del generador de vapor	74
2	MODIFICACIONES DEL GENERADOR DE VAPOR # 6	
2.1	Desmontaje del equipo a modificar	89
2.1.1	Preparación del equipo	89
2.1.2	Desmontaje de elementos del sobrecalentador	96
2.1.2.1	Desmontaje de la parte superior y aislante térmico del generador de vapor	102
2.1.3	Desmontaje del cabezal superior de vapor del sobrecalentador	104
2.2	Modificación de los elementos del sobrecalentador	108
2.2.1	Descripción de la modificación	108
2.2.2	Datos técnicos de los materiales a emplear en la Modificación	113
2.3	Preparación del cabezal superior de vapor del sobrecalentador que va a instalarse	115
2.3.1	Descripción del equipo a utilizar	115
2.3.2	Trazado del cabezal para la fabricación de agujeros	119
2.3.3	Fabricación de agujeros en el cabezal para los elementos	126

2.4	Montaje del cabezal superior de vapor y elementos del Sobrecalentador	127
2.4.1	Alineamiento del cabezal superior de vapor	127
2.4.2	Instalación de los elementos del sobrecalentador	132
2.4.3	Alineamiento de los elementos del sobrecalentador	134
2.4.4	Instalación parte superior generador de vapor	136
2.5	Montaje de la bomba de agua de alimentación	139
2.5.1	Descripción de la bomba de agua de alimentación	139
2.5.2	Fabricación de la base de concreto	141
2.5.3	Colocación y alineamiento de la bomba y motor Eléctrico	146
2.5.4	Instalación de la tubería de succión y descarga	153
2.6	Cambio en la instalación de la tubería de vapor	157
2.6.1	Esquema de la ubicación de la tubería actualmente	157
2.6.2	Alineación de la tubería con respecto a la turbina	163
2.7	Cambio de válvulas	166
2.7.1	Descripción de las válvulas de seguridad	166
2.7.2	Descripción de las válvulas de venteo a la atmósfera y en línea de vapor.	171
2.8	Limpieza de la tubería de vapor en su trayecto hacia la turbina	173
2.8.1	Instalación de la tubería para soplado de la línea de Vapor	173

2.8.2	Instalación del equipo para análisis de la limpieza de la tubería	174
2.9	Pruebas de operación	177
	CONCLUSIONES	181
	RECOMENDACIONES	182
	BIBLIOGRAFIA	184
	ANEXOS	185

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

No.	Título	Página
1	Factores que afectan a la transferencia térmica en calderas	2
2	Porcentaje máximo de vapor en volumen y fuerza de circulación para calderas de circulación natural	28
3	Flujo circulante en sistemas de circulación natural y forzada	29
4	Relación de equilibrio de la razón de sílice y la presión de operación para una concentración dada de sílice en el agua de la caldera	43
5	Temperaturas límites del metal para evitar la corrosión externa en los economizadores o calentadores de aire, al quemar combustibles que contienen azufre	45
6	Calentadores tubulares de aire del tipo regenerativo, doble paso del gas, paso único del aire	47
7	Precalentador de aire tipo regenerativo	47

8	Bombas de alimentación de calderas a) Caballito o tipo Dúplex de acción directa del vapor. b) Centrífuga multietapa	51
9	Características de bombas centrífugas	53
10	Rodetes de ventilador de chapa de acero y multiálabe	57
11	El control para este diseño es por álabes reglabes en oído de aspiración del ventilador y curvas típicas de rendimiento para un ventilador multipala de álabes curvados hacia atrás	59
12	Comparación entre las características de los sobrecalentadotes radiantes y de convección	62
13	Junta de expansión para tubería de vapor	68
14	Soportes para tubo sobre rodillos de fundición de fierro	70
15	Suspensores de apoyo constante y de resorte variable	71
16	Suspensores de resorte y tirante	72
17	Funcionamiento de Oxicorte	91
18	Esquema de soplete oxiacetilénico	92
19	Pistola para realizar la soldadura TIG	95
20	Esquema de una instalación de soldadura con sistema TIG	96

21	Instalación angulares sobre elementos del sobrecalentador	99
22	Elementos tipo “A”	100
23	Elementos tipo “B”	101
24	Aislante térmico parte superior generador de vapor	103
25	Tuberías externas que se conectan al cabezal de vapor # 7	106
26	Instalación del cabezal # 7 sobre las vigas laterales del generador de vapor	107
27	Sección a modificar elementos tipo “A”	109
28	Sección a modificar elementos tipo “B”	110
29	Soldadura y modificación de los elementos del sobrecalentador	111
30	Esquema del equipo utilizado para la prueba hidrostática	112
31	Banco para nivelación del cabezal	117
32	Banco de nivelación para el barreno magnético	118
33	Vista del cabezal # 7 con la ubicación de las líneas de agujeros tipo “A” y tipo “B”	121

34	Localización agujeros de elementos tipo “A”	124
35	Localización agujeros elementos tipo “B”	125
36	Instalación elementos del sobrecalentador	128
37	Esquema ubicación cabezales de vapor # 6 y # 7	130
38	Esquema de alineación cabezales de vapor del sobrecalentador	131
39	Instalación de la platina y topes del cabezal # 7	132
40	Ubicación de los elementos del sobrecalentador	133
41	Esquema de la ubicación de los topes en el cabezal de vapor # 7 para evitar cambios de longitud en ambos sentidos	135
42	Esquema del bancazo metálico de las bombas de alimentación	142
43	Vista lateral de la armadura para la fundición de las bases de las bombas de alimentación	143
44	Vista frontal de la armadura para la fundición de las bases de las bombas de alimentación	144
45	Esquema de la ubicación de los pernos de anclaje de las bases de concreto de las bombas de agua de alimentación	145
46	Tipos de acoplamientos	147

47	Acoplamiento tipo T10	149
48	Vista del acoplamiento T10	150
49	Esquema alineamiento angular, alineamiento paralelo y separación entre masas de acoplamientos	152
50	Esquema de la tubería de succión y descarga de las bombas de alimentación	156
51	Distribución de vapor de 600 psi actualmente	157
52	Esquema de la modificación de la tubería de conducción de vapor	159
53	Bisel utilizado en la unión de tuberías	160
54	Instalación del anillo de respaldo	161
55	Vista del anillo de respaldo utilizado en las uniones de tuberías	161
56	Vista de la instalación del anillo de respaldo en las uniones de tuberías	162
57	Alineación de tuberías	163
58	Tubería conducción de vapor	164

59	Instalación válvulas de seguridad domo superior	167
60	Esquema de la instalación de los testigos para la verificación de la limpieza	176

TABLAS

No.	Título	Página
I	Composición del aire seco	13
II	Efecto de chimenea o diferencia de presión	27
III	Relación entre el pH y la concentración del ión hidrogeno	37
IV	Limites recomendados de concentración del agua de la caldera (ABMA)	40
V	Datos de operación del generador de vapor No. 6 a 600 psi, antes de ser modificado	85
VI	Características de elementos del sobrecalentador que actualmente están instalados en el generador de vapor	97
VII	Especificación del material de la tubería y máxima permisible del Metal	105

VIII	Características de los elementos de la modificación	113
IX	Opciones de diseño válvulas de seguridad	169
X	Datos de operación del generador de vapor No. 6, modificado	178

LISTA DE SÍMBOLOS

ppm	partes en peso del constituyente por millón de partes de agua
ppmm	partes en peso del constituyente por miles de millones de partes de agua
ph	valor de una solución que designa la acidez o alcalinidad
Hp	caballos de fuerza
TIG	tungsteno protegido con gas inerte
psi	símbolo de libras por pulgada cuadrada (Pound Square Inch)
Kw.	símbolo de kilowatt
°F	grado Fahrenheit
°C	grados centígrado
r.p.m.	revoluciones por minuto
cm	centímetro
plg	pulgada
%	porcentaje
<i>h</i>	entalpía
kg	kilogramo
Q	caudal
D	diámetro

GLOSARIO

Acoplamiento	Equipo utilizado para transmitir la potencia del motor eléctrico a la bomba.
Agua cruda	Es el agua que encontramos en el ambiente sin haber estado sujeta a algún proceso de desmineralización o tratamiento.
Aislante térmico	Es el material que se utiliza para evitar la transferencia de calor de un cuerpo hacia otro o hacia el ambiente.
Bagazo	Es un material fibroso que se obtiene luego de molida la caña de azúcar. Es utilizado para generar vapor que posteriormente se utiliza para la generación de energía eléctrica.
Barreno magnético	Es el tipo de barreno que para acoplarse a una superficie metálica, utiliza una plancha magnética.
Brida	Es llamada también flange, y se utiliza para unir y acoplar tuberías.
Cabezales	Es un tubo perforado de acero, su función es captar el vapor proveniente de los elementos que han recibido el calor del hogar y de los gases de combustión.

Cédula	Es el espesor de pared de una tubería.
Ceniza	Residuos que quedan luego de quemarse el combustible.
Concreto refractario	Es un concreto aislante que evita la transferencia de calor.
Conducción	Es la transferencia de calor de una parte de un cuerpo a otra o a otro cuerpo mediante interacción de corto alcance de las moléculas o los electrones o ambos.
Convección	Es la transferencia de calor por los mecanismos combinados de mezcla de fluidos y conducción.
Cribas	Filtros utilizados para tratamientos del agua.
Desaireador	Es un dispositivo que se encarga de eliminar el oxígeno que se encuentra en el agua de alimentación.
Dureza	Son sales de magnesio y calcio presentes en el agua.
Economizador	Intercambiador de calor que utiliza el calor de los gases de la combustión para calentar el agua de alimentación.
Elementos del Sobrecalentador	Tubería de acero que dirige el vapor hacia el hogar del generador de vapor para sobrecalentarlo.

Embotellar	Es cerrar herméticamente el generador de vapor al salir de servicio, todas las salidas de vapor deben cerrarse.
Empaquetadura	Material blando que es utilizado para evitar fugas de agua o líquidos a través del eje de una bomba u otro equipo.
Equicorriente	Dirección de 2 flujos en sentido contrario.
Exceso de aire	Es el incremento de cantidad de aire que se inyecta al hogar de un generador de vapor para la combustión.
Fibra aislante	Material denso que se utiliza para aislar térmicamente tuberías y cuerpo del generador de vapor.
Fuelle	Resorte.
Generador de vapor	Es un conjunto de equipos utilizados para la generación de vapor.
Hogar	Es la parte del generador de vapor donde se produce la combustión.
Incrustación	Depósitos de materiales residuales en las tuberías de los generadores de vapor. Puede ser en el lado de los gases o en el lado del agua.
Pre calentador de aire	Es la parte del generador de vapor que utiliza la

	temperatura de los gases de la combustión para calentar el aire que se inyecta al hogar.
Prueba hidrostática	Es la prueba que se realiza introduciendo presión de agua a una tubería para observar si existen fugas.
Punzonazo	Es marcar con la punta de un punzón sobre una Superficie.
Radiación	Es la emisión de energía en la forma de ondas electromagnéticas.
Sangrado	Es la extracción de vapor de una turbina luego de haber realizado un trabajo.
Sobrecalentador	Conjunto de tubos que se encargan de elevar la temperatura del vapor por medio de la transferencia de temperatura con los gases de la combustión.
Termocupla	Es la unión de 2 metales diferentes a una junta de soldadura que transmite mili voltajes hacia un transmisor para medir temperatura.
Termo pozos	Es la parte que aloja a la termocupla.
Tubería de venteo	Son las tuberías que se utilizan para extraer el aire de la tubería de un generador de vapor y para aumentar el flujo de vapor, con el fin de evitar un recalentamiento de la tubería. Esto se realiza cuando el generador está a baja carga o se está poniendo o sacando de servicio.

RESUMEN

En la realización de este trabajo, se incluye en el capítulo No. 1 descripciones respecto del funcionamiento de un generador de vapor incluyendo ilustraciones. Se incluye también, un análisis de los procesos que se involucran en la generación de vapor, como lo son: la combustión que abarca tipos de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos y química de la combustión, el sistema de agua de alimentación; el cual abarca el calentamiento del agua de alimentación, economía del calentamiento del agua de alimentación y clasificación de calentadores de agua de alimentación, el sistema de flujo de gas, a través de la caldera, sistema de circulación de agua y vapor, sistema de tratamiento de agua y vapor del agua cruda, agua de alimentación y agua de la caldera.

Se incluye, también, en el capítulo No. 1 una descripción de los componentes del generador de vapor, como lo son: economizadores, precalentador de aire, bombas de alimentación, ventiladores, sobrecalentadores, líneas de conducción de vapor y datos técnicos de diseño y operación. Y, para finalizar, en el capítulo No. 1, también, se incluye un análisis de la eficiencia del generador de vapor.

En el capítulo No. 2 se detalla el procedimiento que se llevó a cabo en la realización de la modificación del generador de vapor, iniciando por la preparación del equipo. Luego, se detallan los pasos seguidos para el desmontaje del equipo a modificar, como lo son: techo del generador de vapor, elementos del sobrecalentador, cabezal del sobrecalentador y válvulas de seguridad. Posteriormente, se incluye la preparación y descripción de la modificación y datos técnicos de los materiales a emplear, preparación del cabezal para la realización de los agujeros, montaje del cabezal del sobrecalentador y cambio de la bomba de alimentación que incluye las bases de concreto.

Asimismo se incluye en el cambio de la tubería de conducción de vapor, el cálculo de la selección de la misma, el cambio de válvulas de seguridad y de válvulas en las líneas de vapor, de la limpieza de la tubería, en su trayecto hacia la turbina, ya que, se encuentran finalizados los trabajos de soldadura, y, para finalizar, se detallan los resultados de las pruebas de operación del generador de vapor. En ambos capítulos se muestran ilustraciones.

OBJETIVOS

Objetivo general

Proporcionar a estudiantes y profesionales los lineamientos necesarios para la modificación de un generador de vapor para operar bajo condiciones de operación mayores, aportando información de aspectos técnicos sobre la estructura y diseño de un generador de vapor.

Objetivos específicos

- 1.- Definir el procedimiento para desarrollar el desmontaje y montaje del cabezal del sobrecalentador del generador de vapor.
- 2.- Proporcionar los lineamientos para el trazado del cabezal de vapor del sobrecalentador para la fabricación de los agujeros de los elementos.
- 3.- Describir los tipos de tuberías apropiadas para operar bajo condiciones de vapor de 850 psi y 900 °F, así como también los tipos de electrodos y equipo a utilizar en la unión de las tuberías.
- 4.- Definir las características de diseño y funcionamiento de un generador de vapor acuotubular utilizando bagazo de caña de azúcar como combustible.
- 5.- Desarrollar un análisis del cálculo de eficiencias de un generador de vapor utilizado en la industria azucarera utilizando caña de azúcar como combustible.

INTRODUCCION

Durante los últimos años, los ingenios azucareros, además de dedicarse a la producción de azúcar, se han interesado mucho por aumentar sus ganancias empleando el bagazo sobrante de la extracción del jugo de la caña, para generar vapor que luego es utilizado para la generación de energía eléctrica por medio de turbinas de vapor. Esta energía eléctrica es utilizada para consumo interno y el excedente es vendido a las instituciones que manejan la distribución de energía eléctrica en el país. Debido a la importancia del bagazo en la generación de energía eléctrica se ha puesto mucho énfasis en aumentar constantemente la eficiencia en los procesos del ingenio y la quema de bagazo en los generadores de vapor, razón que ha llevado a la necesidad de buscar métodos más eficientes en la utilización del mismo.

Los estudiantes y profesionales que se involucran con generadores de vapor necesitan conocer, además de la operación, aspectos técnicos respecto de la estructura y diseño de un generador de vapor, razón que me llevó a desarrollar este trabajo de tesis con el objetivo de proporcionar los lineamientos necesarios para la modificación de un generador de vapor para operar bajo condiciones de operación mayores, tomando como referencia los componentes actuales del generador, realizando un análisis de las características de diseño de los equipos. Además, se incluye la realización de definiciones de algunos conceptos de las partes de un generador de vapor, se describe la forma actual de las instalaciones y la forma como operara, posteriormente, selección y cuantificaciones de materiales utilizados, procedimientos realizados en la modificación y pruebas de operación.

1. GENERACIÓN DE VAPOR

1.1. Generalidades

1.1.1. Funcionamiento de un Generador de Vapor.

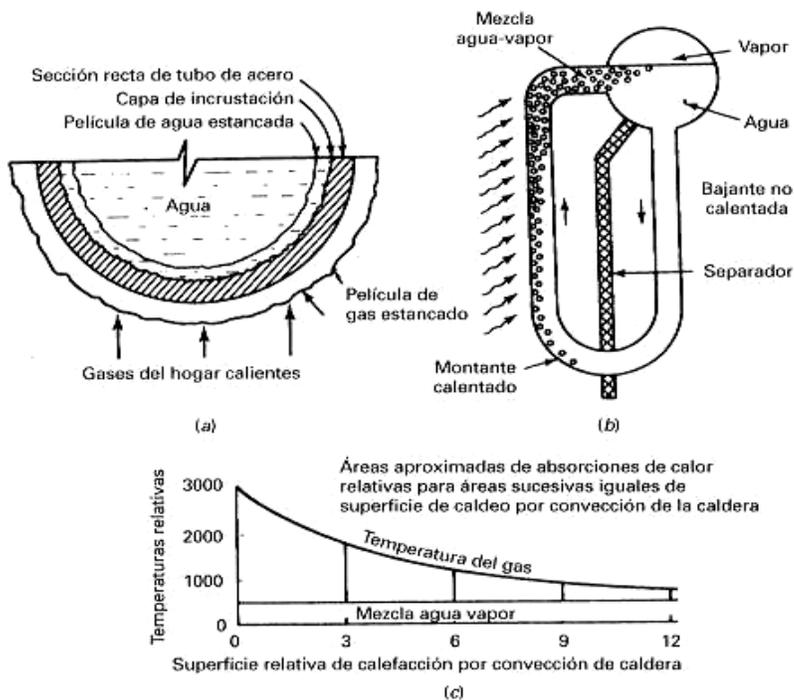
Un generador de vapor es un aparato de transferencia térmica que convierte la energía de un combustible fósil en energía eléctrica o nuclear, a través de un medio de trabajo como agua o fluidos orgánicos, y así dirige esta energía hacia algún aparato externo de transferencia de calor, como los utilizados para calefacción de edificios o de utilización en proceso. Esta energía puede también convertirse para producir energía mecánica (con motores de accionamiento mecánico) mediante turbinas de vapor o con turbo-generadores para producir energía eléctrica.

El flujo térmico en una caldera puede aceptar la eficiencia de la operación y puede producir problemas de recalentamiento, como cuando se deja o permite que se acumulen capas de incrustación en los tubos. El flujo de calor puede tener lugar por conducción, convección o radiación y normalmente tiene lugar de los tres modos en el interior de la caldera.

Conducción es la transferencia de calor de una parte del material a otra o a un material con el que está en contacto. Cuando se calienta una parte de un material, la vibración molecular aumenta. Esto excita el incremento de la actividad en las moléculas adyacentes, y el flujo térmico se establece desde la parte caliente del material a las partes más frías. En las calderas tiene lugar una considerable conductividad superficial entre un fluido y un sólido, por ejemplo entre el agua y un tubo o entre el gas y un tubo, además de la conductividad a través del metal de un tubo, chapa u hogar.

En la figura 1 el agua calentada y el vapor ascienden desde la izquierda y son desplazados por el agua más fría (y más pesada) de la derecha. Esto produce convección libre de calor (transferencia de calor) entre el Cañar de un lado del tubo en U y el agua fría del otro lado. Ahora la conducción tiene lugar primero entre la película gaseosa y el metal del tubo, después al agua. Pero si el agua no circula, dará por resultado una igualación de las temperaturas. La transferencia de calor entonces cesaría. La convección forzada tiene lugar cuando la circulación del fluido es positiva por algún medio mecánico significativo, como una bomba de agua o un ventilador para los gases. La transferencia de calor por convección está pues ayudada mecánicamente, en el caso de la convección forzada.

Fig. 1 . Factores que afectan a la transferencia térmica en calderas.



Fuente: Anthony L. Kohan, **Manual de calderas vol. I**, pag. 8

La figura 1 demuestra lo siguiente: a) El agua y el gas estancados e incrustados cerca del tubo afectan al calor transferido a través del tubo. b) la circulación depende del agua caliente que sube, mientras el agua fría desciende para reemplazarla. c) la adición de superficie calefactora incrementa la absorción de calor pero a una tasa reducida.

El circuito hidráulico de una caldera consta de vías de flujo de agua creado por la diferencia entre las alturas o columnas de agua y de mezcla agua-vapor. El flujo en los tubos y montantes está inducido por la diferencia en la densidad del agua y en las mezclas agua-vapor. El agua más pesada fluirá a la parte inferior mientras que la mezcla agua-vapor asciende en la caldera por las vías agua-vapor. A mayor presión del vapor, mayor densidad adquiere, lo que da como resultado una pérdida de flujo a medida que el vapor se aproxima en densidad a la del agua. Esta es la razón por la que se usan las bombas para promover la circulación en calderas de muy alta presión. El flujo insuficiente crea ineficiencia en la utilización de las superficies de calefacción, pero puede también dar como resultado el recalentamiento de los tubos debido a la falta de circulación de agua.

Cuando la ebullición tiene lugar en un tubo, se forman burbujas de vapor y se liberan de la superficie en contacto con el líquido. Esta acción burbujeante crea vacíos de tipo renovado a causa de la rapidez de la acción. Esto a su vez crea turbulencia cerca de las superficies de transferencia de calor, lo que generalmente aumenta la tasa de transferencia térmica. Pero la pérdida de humedad a medida que se forman las burbujas puede disminuir la transferencia de calor. La presión tiene un gran efecto sobre la ebullición y la tasa de transferencia térmica. Con altas presiones las burbujas tienden a dar vía de salida a lo que se llama coeficiente pelicular con el que la película de vapor cubre la superficie a calentar. Este fenómeno es muy crítico en el funcionamiento del generador de vapor, produciendo a menudo fallos y roturas en los tubos de agua debido al estancamiento, incluso aunque el nivel de vidrio señale el nivel correcto. Además está implicada la formación de incrustaciones e impurezas en la superficie de la tubería.

La radiación es una forma continua de intercambio de energía por medio de ondas electromagnéticas sin cambio en la temperatura del medio interpuesto entre los dos cuerpos.

La radiación está presente en todas las calderas. De hecho, todas las calderas utilizan los tres modos de transferencia térmica: conducción, convección y radiación.

1.1.2. Análisis de los procesos en la generación de vapor

Combustión

Para poder llevarse a cabo la combustión es necesario que se mezclen 3 elementos fundamentales que son, oxígeno, medio de calor y combustible. El oxígeno en la combustión en un generador de vapor, lo obtenemos del aire que respiramos y es inyectado hacia el hogar por medio de ventiladores, el medio de calor es la temperatura a la que opera el horno y el combustible utilizado varía dependiendo del tipo de proceso.

Tipos de combustibles utilizados en la generación de vapor

Los combustibles ya sea en su estado natural o en formas preparadas, pueden ser sólidos, líquidos y gases. Los combustibles sólidos comprenden los carbonos, lignitos, coques, maderas y residuos combustibles procedentes de muchos procesos de fabricación. Los combustibles líquidos comprenden el alcohol, petróleo y sus destilados, y algunas veces, las breas. Los gases naturales salen de la tierra y los gases fabricados son productos obtenidos principalmente del carbón. Los elementos fundamentales de un combustible son: carbono (C) e hidrógeno (H). El azufre (S) es un elemento, pero no se considera como combustible, sino más bien como un cuerpo indeseable.

Carbón

El carbón es una mezcla de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre, agua y cenizas, todo lo cual existía inicialmente en forma de materia vegetal y quedó enterrado en el lecho de pantanos y lagos. Debido a la acción combinada del tiempo, presión y temperatura, los vegetales se transformaron en carbón. En la naturaleza se encuentran muestras de todas las etapas del proceso, desde la estructura brillante de la antracita hasta el blando y deleznable lignito. En la estructura del carbón pueden reconocerse muchos tipos de vegetales.

Combustibles Pulverizados

El carbón, coque y lignito finamente pulverizados flotan en el aire y pueden arder en forma similar a un combustible gaseoso. Los límites de finura recomendados son: la totalidad del combustible una vez pulverizado debe pasar a través de un tamiz de 50 mallas y el 75 y 80% a través de otro de 200 mallas. Estos valores varían algo con el combustible utilizado. En general cuanto más pulverizado queda el carbón, tanto mejor es su combustión. Sin embargo, el costo extra de la superpulverización puede ser más grande que los beneficios conseguidos, razón por la cual existen siempre unos límites de finura desde el punto de vista económico.

Madera, coque y subproductos combustibles

La madera como combustible no tiene interés general desde el punto de vista comercial y sólo es utilizada en casos aislados. El contenido de humedad de la madera varía desde el 50% recién cortada, hasta el 10 y 20% después de haberse dejado al aire durante algún tiempo. Las maderas se clasifican en duras y blandas, con potencias caloríficas comprendidas entre 4648 y 5040 kcal por kg de combustible.

En las industrias del ramo de la madera los desperdicios son el aserrín, virutas, astillas y la madera triturada. Esta última procede de las máquinas herramienta de gran velocidad y pueden conducirse por soplado, por el interior de tuberías, hasta el propio hogar. Todo residuo industrial que sea capaz de arder puede utilizarse como combustible. No obstante, la mayoría de los desperdicios de fibra se emplean con más provecho como materia para fabricar tableros.

Gases naturales

El metano y Etano son los principales constituyentes del gas natural. Son muy volátiles y aún cuando pueden reducirse al estado líquido o transformarse en otros combustibles, no siempre resulta económico hacerlo. El gas natural se suele distribuir por redes de tuberías directamente de los pozos de donde sale. Debido a su gran volumen específico no resulta práctico almacenarlo, exceptuando cuando para ello se utilizan cavernas subterráneas naturales, formaciones rocosas, porosas o minas abandonadas.

El gas natural se emplea principalmente para fines domésticos, pero las variaciones de la demanda durante las estaciones del año lo convierten en ciertas ocasiones en un combustible económico para las centrales térmicas. Pueden usarse alternativamente o simultáneamente con gas-oil en motores de combustión interna, o con fuel-oil o carbón pulverizado en generadores de vapor. Los combustibles gaseosos son ideales para ser quemados en hogares, por las razones siguientes: (1) no contienen ni cenizas ni residuos; (2) se mezclan fácilmente con el oxígeno y como consecuencia se necesita poco exceso de aire; (3) se adaptan perfectamente al control automático, y (4) responden rápidamente a las variaciones de la carga, reduciendo en consecuencia el capítulo de pérdidas.

Gases del petróleo liquidables

Los gases del petróleo liquidables (gas LP) son principalmente el propano (C_3H_8) y el butano (C_4H_{10}). Son excelentes combustibles, pero por lo regular resultan más caros que el fuel-oil debido al coste de su manipulación y almacenamiento, ya que por ser volátiles deben almacenarse en recipientes a presión.

Algunas empresas importantes de transportes lo emplean como carburante en sus camiones, utilizándose para este fin tanques de gases liquidados y carburadores especiales. Las ventajas de este combustible son: (1) facilidad de puesta en marcha de los motores en tiempo frío, debido a su elevada volatilidad; (2) rendimiento más grande por permitir una elevada compresión; y (3) una mayor limpieza en el motor y en el sistema de engrase, a causa de que el combustible no se condensa en el cárter. Las tendencias de la producción de las refinerías indican que el gas LP abundará más en la próxima década.

Gases subproductos

Ciertas operaciones industriales producen gases aprovechables que pueden ser utilizados en la generación de vapor. El gas de alto horno se recoge al hacer pasar aire a través de capas de coque y de mineral de hierro. Después de filtrado se utiliza mezclado con gases más ricos o bien directamente en motores de gas o en otras aplicaciones especiales.

El gas de horno de coque se produce al calentar carbón bituminoso para obtener coque. Las materias volátiles del carbón son liberadas por la acción del calor, y casi la mitad de ellas se emplea en calentar el horno. De estos gases se extraen valiosos productos químicos durante el proceso de filtrado y separación del azufre, brea y vapores condensables.

Los gases de cloaca se obtienen por la fermentación y descomposición de las aguas sépticas. Consisten principalmente en gas de los pantanos; se recogen en las grandes instalaciones para el tratamiento de aguas residuales y se emplean como combustible de los motores de gas que mueven las bombas y agitadores de dichas instalaciones.

Gas de gasógeno

Este gas resulta de la oxidación parcial del carbón, coque o turba cuando arden con defecto de aire, produciéndose óxido de carbón (CO) más que anhídrido carbónico; sin embargo, el óxido de carbono queda diluido con el nitrógeno contenido en el aire, de forma que la potencia calorífica del gas es solamente de 890 a 1335 kcal por m². Análogamente al gas de horno de coque, es preciso filtrarlo perfectamente antes de quemarlo en un motor de gas pobre. En general, el gas de gasógeno como combustible solo resulta adecuado en grandes instalaciones.

Gas de agua

El gas de agua se obtiene inyectando vapor de agua en su lecho de carbón o coque al rojo-blanco. El vapor se descompone liberando hidrógeno libre, y el oxígeno se combina con el carbón, para formar óxido de carbono ($C + H_2O \rightarrow CO + H_2$). En caso de emplear carbón varía el contenido de hidrógeno del gas. El lecho de combustible hay que calentarlo con intermitencias, y se necesita, al mismo tiempo, un inyector de aire para producir la oxidación; durante este proceso el gas producido se pierde.

Petróleo

El aceite mineral natural existente a diferentes profundidades, y en muchas localidades de la tierra se denomina petróleo.

El petróleo es una mezcla de miles de hidrocarburos, cada uno de los cuales tiene sus propiedades químicas y físicas, características y su fórmula molecular.

La destilación fraccionada constituye el método primario de la refinación del petróleo; sin embargo, se han puesto en práctica muchos procesos especiales; a continuación se citan los más importantes: El cracking catalítico consiste en someter el petróleo a una elevada presión y temperatura en presencia de un catalizador; de esta forma los aceites densos se descomponen en cuerpos más ligeros. Hidrogenación es el proceso del cracking catalítico en una atmósfera de hidrógeno. La polimerización utiliza una elevada presión y temperatura y un catalizador para combinar gases volátiles ligeros y formar gasolina. El cracking térmico transforma los aceites densos en gasolina mediante elevadas presiones y temperaturas aplicadas durante un tiempo determinado.

Aceites combustibles (Fuel-oils)

Esencialmente todos los aceites combustibles se derivan del petróleo y consisten en residuos, destilados y mezclas. Aceites residuales son aquellos que no se han evaporado durante el proceso del refinado, y, por esta razón, son los de menor precio. Pueden contener impurezas que, a alta temperatura, atacan los metales de que están contruidos los álabes de las turbinas. Debido a que son muy viscosos o semisólidos a temperatura normal, estos aceites requieren ser calentados para poderse trasegar con bomba; por este motivo se transportan y almacenan en depósitos provistos de serpentines de vapor. Generalmente antes de la combustión es necesario un precalentamiento para conseguir un correcto control y mezclado del aceite con el aire.

Es posible obtener aceites destilados y mezclas que reúnan dentro de ciertos límites las exigencias requeridas por instalaciones, tales como motores Diesel de gran velocidad y quemadores de aceite de tipo doméstico. Debido a la imposibilidad de almacenar aceite caliente, en estas aplicaciones el combustible debe ser fluido.

Para impedir el desgaste en el sistema de inyección Diesel se requiere que el aceite sea muy limpio. Por otra parte, no puede tener propiedades corrosivas.

El keroseno es un destilado de petróleo obtenido a temperaturas comprendidas entre 204 y 288 °C. Este producto es mucho menos volátil que la gasolina y posee una baja viscosidad. Es muy utilizado como combustible en las turbinas de gas.

Los fuel-oils se clasifican en cinco tipos, los cuales se designan por números; los enumerados 1, 2 y 4 se utilizan principalmente en los quemadores de las instalaciones de calefacción doméstica; los clasificados como 5 y 8 son fuel-oils industriales y se emplean en los quemadores equipados con precalentamiento. Debido principalmente a las diferencias existentes en los pesos por litro, la potencia calorífica por litro oscila aproximadamente entre 8976 kcal para el aceite número 1 y 10032 kcal para el núm. 6.

El punto de inflamación es de importancia, por indicar el peligro de incendio y las posibilidades de ignición. Es conveniente que sea bajo el porcentaje de azufre, debido a que este elemento cuando se quema totalmente forma anhídrido sulfúrico, el cual puede combinarse con el agua procedente de la combustión del hidrógeno y producir ácido sulfúrico.

Bagazo

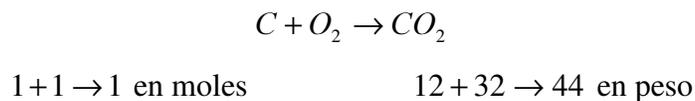
El bagazo es el material fibroso que queda tras exprimir el jugo de la caña de azúcar. Este desecho picado por lo general contiene cerca del 50% de humedad y se quema casi de la misma manera que los desperdicios de madera. Para este fin se emplean cargadores esparcidores y quemadores de ciclón. En ocasión se añade combustible adicional para mantener una combustión estable y aportar energía para eliminar la humedad. El bagazo por lo común puede satisfacer todas las necesidades de combustible de los ingenios azucareros.

Un análisis representativo del bagazo seco, procedente de Puerto Rico, es 44.7% C, 6.3 % H, 7% O y 1.4% de cenizas; su poder calorífico es de 8390 Btu/lb.

Se han desarrollado hogares para quemar desperdicios especiales y surgen ciertas preferencias en virtud de las características particulares de funcionamiento. Los cargadores esparcidores son los preferidos para los desperdicios de madera y bagazo. Parece adecuado aplicar el quemado tangencial para los sedimentos de café, la cáscara de arroz, algunos desperdicios de madera y coque inferior de la hulla o lignito. Para los desperdicios industriales y el cisco de coque se utilizan alimentadores de parrilla corrediza.

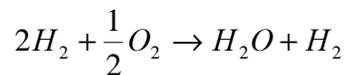
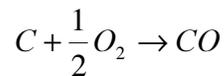
Química de la combustión

Combustión es sinónimo de oxidación y consiste en la unión del oxígeno con una materia combustible. Los grados de la combustión varían ampliamente, conociéndose la combustión lenta y la combustión muy rápida o detonación. De acuerdo con los fundamentos de la química la unión de carbono y oxígeno se expresa de la forma siguiente:



Las expresiones anteriores indican que 1 peso molecular de carbono se combina con 1 peso molecular de oxígeno para producir 1 peso moléculas de anhídrido carbónico. Un mol de una sustancia vale M kilogramos cuando M es el peso molecular. Aunque las cantidades que se combinan pueden expresarse en kilogramos, es más sencillo efectuar todos los cálculos utilizando moles y transformarlos en kilogramos o metros cúbicos solamente cuando sea necesario.

Se dice que una combustión es completa cuando el combustible es totalmente oxidado y se libera toda la energía. La combustión incompleta puede ser debida a: (1) insuficiencia de oxígeno; (2) mezcla imperfecta entre el combustible y el oxígeno; y (3) temperatura demasiado baja para mantener la combustión. Las siguientes expresiones corresponden a la combustión incompleta, debido a la presencia de óxido de carbono y de hidrógeno libre en los respectivos productos finales.



El oxígeno necesario para la combustión es captado siempre del aire, acompañándole gran cantidad de nitrógeno, debido a que no es fácil la separación de ambos. El oxígeno embotellado se utiliza para determinadas aplicaciones, como, por ejemplo, en los sopletes para cortar, en los cuales no pueden permitirse los efectos diluyentes del nitrógeno. Es por tanto necesario revisar las propiedades del aire como manantial de oxígeno. En la Tabla I se muestran los porcentajes de los principales componentes del aire seco, pero además contiene trazas de muchos otros gases. Cada gas se encuentra en la atmósfera a su presión parcial propia, independientemente de la presencia de los otros gases (ley de Dalton). Cuando los cálculos se efectúan con regla de cálculo se supone que el aire se halla constituido por 21% de oxígeno y 79% de nitrógeno, en volumen; y por 23.2% de oxígeno y 76.8% de nitrógeno, en peso. Todos los constituyentes, excepto el oxígeno, pueden considerarse en conjunto como un gas inerte cuyo peso molecular es 28.2 en vez de 28 que corresponde al nitrógeno puro.

Tabla I. Composición del aire seco

	% en volumen, moles	% en peso	Peso Molecular kg por mol
Oxígeno	20.99	23.19	32
Nitrógeno	78.03	75.47	28.016
Argón	0.94	1.3	39.944
Anhídrido Carbónico	0.03	0.04	44.003
Hidrógeno	0.01	0	2.016
Aire Seco	100	100	28.967

Fuente: W. H. Severns, **Energía mediante vapor, aire ó gas**, pag 103

El vapor de agua contenido en el aire varía ampliamente con la temperatura y con el porcentaje de saturación. El aire saturado a 21.1 °C contiene 2.46% de humedad en volumen. El aire a 21.1 °C y 50% de saturación tiene $0.5 \times 2.46 = 1.23\%$ de humedad, lo cual indica que la humedad en volumen está en razón directa al porcentaje de saturación. La saturación a 100 °C señala el 100% de vapor de agua. La cantidad de vapor de agua existente en el aire puede calcularse con bastante exactitud a partir de la gráfica psicrométrica, si se conocen las temperaturas de los bulbos húmedo y seco. En el funcionamiento de los hogares las pérdidas debidas a la humedad se calculan como un sumando del balance térmico.

La relación molar entre el nitrógeno y oxígeno del aire es la misma que su relación volumétrica, debido a que ambos son gases y se encuentran a la misma temperatura, por lo tanto se tendrá

$$\frac{\text{moles } N_2}{\text{moles } O_2} = \frac{79\%}{21\%} = 3.76$$

Aire teórico para la combustión

El peso teórico de aire necesario para quemar un kilogramo de combustible cuyo análisis químico, al igual que en un carbón, es conocido viene dado por

$$m_{ia} = 11.5C + 34.5\left(H - \frac{O}{8}\right) + 4.32S$$

En donde C, H, O y S representan respectivamente, los pesos de carbono, hidrógeno, oxígeno y azufre por kilogramo de combustible.

Se supone que el peso neto de hidrógeno disponible para la combustión es el correspondiente al hidrógeno que no está combinado con el oxígeno formando agua. El análisis químico da la humedad permanente del carbón como hidrógeno y oxígeno, y supone que todo el O_2 está combinado con el H_2 . La relación de combinación del H_2 al O_2 es de 1 a 8 en peso; por lo tanto, el peso neto de H_2 disponible para una ulterior oxidación vendrá dado por $(H-O/8)$.

Productos de la combustión

Los gases de escape de los motores y de los hogares se denominan productos de la combustión. La combustión de estos productos depende del tipo de combustible utilizado; de la relación aire/combustible; y de las condiciones en que se efectúa la combustión. Generalmente, contienen anhídrido carbónico, óxido de carbono, oxígeno, nitrógeno, carbono libre, cenizas ligeras, vapor de agua, anhídrido sulfuroso e hidrocarburos no quemados. La mayoría de estos productos son invisibles. El óxido de carbono presente en los gases de escape puede producir elevadas pérdidas de energía. En general, la aparición de densos humos gaseosos es indicio de que se trabaja a baja temperatura o con insuficiente oxígeno.

Análisis de los productos de escape

Mediante el conocido aparato de Orsat puede efectuarse un análisis de los productos de escape a partir del cual es posible calcular la relación aire/combustible. También puede determinarse el grado de efectividad de la combustión, y este dato es de vital importancia para el buen funcionamiento de un hogar o de un motor. Por medio de un análisis Orsat de los gases de escape los garajes modernos ajustan en el carburador la relación aire/combustible. Por otra parte, las centrales térmicas de vapor registran continuamente, mediante un Orsat, la concentración de dióxido de carbono en los gases quemados o de escape, con el fin de controlar la marcha de la operación. En todas las instalaciones de combustión externa se trata siempre de conseguir la máxima concentración de dióxido de carbono.

Cuando se necesita una gran exactitud se efectúa la medición real del caudal de combustible y de aire, pero la medición de este último requiere gran habilidad y resulta costosa. El método más sencillo consiste en obtener una muestra de los productos de la combustión y determinar el porcentaje en volumen de cada gas componente. Debido a que estos porcentajes se determinan en condiciones de presión, temperatura y saturación constantes, volúmenes iguales de cualquiera de los diversos gases contendrán el mismo número de moléculas (ley de Avogadro). Como quiera que el nitrógeno es inerte, los moles de este gas que aparezcan en los productos de escape deberán figurar también en la mezcla de combustible y aire. Este nitrógeno sirve para indicar la cantidad de aire que entra, pues a cada mol de oxígeno procedente del aire le acompañan 3.76 moles de nitrógeno. Análogamente, el carbono que aparece en los productos de escape constituye un índice del contenido en combustible.

Al analizar los productos de la combustión el vapor de agua se condensa, licua y llega a formar parte del fluido succionante del Orsat, y por lo tanto no entra en el análisis. El análisis equivale al efectuado sobre gases secos.

El análisis de cualquier gas hay que hacerlo sobre una muestra típica. Debe tenerse gran cuidado al tomar la muestra para que no resulte diluida con aire. Además, la muestra debe ser característica de los gases que se están produciendo en el momento de efectuar la recogida. Cuando hay que hacer la toma a elevadas temperaturas no es conveniente utilizar para ello tubos metálicos, pues podrían ser oxidados por el oxígeno de los gases sacados y obtener así una indicación errónea del contenido en oxígeno. Si se han de calentar al rojo, los tubos de cuarzo fundido dan mejor resultado que los de hierro.

Peso real del aire de la combustión

En otro método, análisis de los gases de la chimenea, el análisis elemental del combustible empleado y los pesos moleculares de los principales constituyentes de los gases de la chimenea proporcionan datos para calcular la cantidad real de aire empleado por kilogramo de combustible. Los porcentajes de dióxido de carbono, oxígeno, monóxido de carbono y nitrógeno de los gases de la chimenea han de tomarse en volumen; el contenido del combustible en carbono se toma en peso.

Si se considera 100 volúmenes molares de gases quemados, o de escape, los porcentajes del análisis de dichos gases representan los volúmenes molares de cada constituyente presente. El peso de nitrógeno es $28 \times N_2$, y el peso de carbono presente en forma de CO_2 y CO es $12 (CO_2 + CO)$. Por lo tanto el peso de nitrógeno por kilogramo de carbono será

$$\frac{28N_2}{12 (CO_2 + CO)}$$

Como 1 kg de aire contiene 0.769 kg de nitrógeno, el peso de aire, m_c por kilogramo de carbono dado por

$$m_c = \frac{28 N_2}{12(CO_2 + CO) \times 0.769}$$

En las cenizas y residuo de los combustibles sólidos puede haber carbono no quemado. En tales circunstancias los cálculos que llevan consigo el empleo de los análisis de los gases quemados o de escape deben basarse en el carbono realmente quemado por kilogramo de combustible. La cantidad real de carbono consumido por kilogramo viene dado por la expresión

$$C_1 = \frac{m_f C_f - m_r C_r}{m_f \times 100}$$

En donde

C_1 = carbono quemado por kilogramo de combustible, en kg

m_f = peso combustible quemado, en kg

C_f = carbono del combustible según el análisis elemental, en %

m_r = peso del residuo procedente de m_f kilogramos de combustible, en kg

C_r = carbono contenido en el residuo, en %.

Si C_r no ha sido determinado por análisis, puede encontrarse mediante la expresión:

$$C_r = \frac{100m_r}{m_r} - A$$

En donde $A = \%$ de cenizas obtenidas en el análisis elemental. Utilizando el producto m_c por C_1 , se tiene

$$m_{aa} = \frac{28N_2}{12(CO_2 + CO) \times 0.769} \times \frac{m_f C_f - m_r C_r}{m_f \times 100}$$

En donde m_{aa} = peso real de aire seco utilizado por kilogramo de combustible quemado, en kg.

Cuando se tiene en cuenta el nitrógeno contenido en el carbón, debe dividirse su porcentaje por 76.9 deduciendo de m_{aa} peso de aire equivalente. Esta corrección representa el aire equivalente al nitrógeno contenido en los gases quemados de la chimenea procedentes del nitrógeno del combustible.

Peso del exceso de aire

El exceso de aire se expresa generalmente como un porcentaje del requerido teóricamente.

$$E_a = \frac{m_{aa} - m_{ta}}{m_{ta}} \times 100$$

En donde

E_a = porcentaje de aire en exceso.

m_{aa} = cantidad real de aire empleado por kilogramo de combustible, en kg

m_{ta} = cantidad teórica de aire requerido por kilogramo de combustible, en kg.

El porcentaje de aire en exceso requerido para una buena combustión puede variar de 10 a 60. Frecuentemente, al quemar combustibles sólidos, los huecos que se originan en el fuego, los fuegos débiles, las fuertes corrientes de aire, o bien las fugas de la caldera y el hogar, pueden hacer que el porcentaje de exceso de aire sea grande. Los montajes defectuosos de los quemadores de gas o de aceite pueden permitir el paso de un gran volumen de exceso de aire a través del hogar.

Pesos de gases secos por kilogramo de combustible

Basándose en idénticos razonamientos a los empleados para expresar la cantidad real de aire empleado por kilogramo de combustible, se encuentra, para el peso de los gases secos formados por kilogramo de carbono, la siguiente expresión

$$m_g = \frac{44CO_2 + (32)O_2 + 28(CO + N_2)}{12(CO_2 + CO)}$$

Los símbolos CO_2 , O_2 , CO y N representan los porcentajes en volumen determinados mediante el análisis de los gases quemados de la chimenea.

La ecuación anterior puede simplificarse del modo siguiente:

$$m_g = \frac{44CO_2 + (32)O_2 + 28[(100 - CO_2 - O_2 - N_2) + N_2]}{12(CO_2 + CO)}$$

$$m_g = \frac{4CO_2 + O_2 + 700}{3(CO_2 + CO)}$$

El peso real de gas seco formado por kilogramo de combustible se encuentra efectuando el producto $C_1 \times m_g$.

$$m_{dg} = \left[\frac{4CO_2 + O_2 + 700}{3(CO_2 + CO)} \right] \left[\frac{m_f C_f - m_r C_r}{m_f \times 100} \right]$$

Utilizando la fórmula anterior es posible obtener el peso real de aire seco suministrado por kilogramo de combustible quemado. Un cálculo tal implica la deducción del peso de carbono C_1 realmente quemado por kilogramo de combustible del peso de los gases secos, y la adición del oxígeno necesario para la combustión del hidrógeno. El nitrógeno procedente del aire empleado en la combustión del hidrógeno aparece incluido en el contenido total de nitrógeno de los gases de la chimenea.

$$m_{aa} = m_{dg} - C_1 + 8 \left(H - \frac{O}{8} \right)$$

donde C_1 es el carbono quemado por kg de combustible, y H y O son los porcentajes de cada uno de estos elementos en el combustible divididos por 100.

Sistema agua de alimentación

Calentamiento del agua de alimentación

Para producir económicamente energía se necesita utilizar la máxima cantidad de calor que puede obtenerse a partir de un combustible dado. En las modernas centrales productoras de energía el calor que podría perderse en el vapor de escape, de las instalaciones auxiliares o en los gases quemados que van a la chimenea, se aprovecha para calentar el agua de alimentación de las calderas.

Los vapores de escape y de sangrado se utilizan en los calentadores del agua de alimentación. En cuanto a los economizadores, éstos funcionan como dispositivos cambiadores de calor por lo que respecta a los gases quemados.

Las principales ventajas que se derivan del calentamiento del agua de alimentación son las siguientes: (1) reducción de las tensiones de las planchas y tubos de las calderas; (2) utilización del calor que de otro modo se perdería; (3) purificación parcial del agua no tratada; (4) mayor aproximación a los rendimientos térmicos ideales de las instalaciones con sangrado en los escalonamientos de las turbinas; (5) aligeramiento de los últimos escalonamientos de las turbinas de vapor, de grandes volúmenes de vapor a baja presión por sangrado que se envían a los calentadores del agua de alimentación, y (6) aumento de la capacidad de la caldera.

Economía del calentamiento del agua de alimentación

Muchas calderas no presentan un aumento en el rendimiento al ser alimentadas con agua caliente; otras, muestran un aumento o una disminución de rendimiento debido a la variación de la cantidad de calor transmitido. En cualquier caso, la economía debida al calentamiento del agua de alimentación se manifiesta en la disminución de consumo de combustible y en el aumento del rendimiento total de la instalación. La cantidad de combustible ahorrado en una caldera en la cual se utilizan las pérdidas de calor para calentar el agua de alimentación depende de las temperaturas inicial y final del agua de alimentación y del calor total contenido en el vapor producido.

La economía conseguida es una variable que depende de las condiciones de trabajo de la instalación

$$S = \frac{(h_{f,2} - h_{f,1})100}{(h_g - h_{f,1})}$$

En donde:

S = porcentaje de combustible ahorrado.

h_g = entalpía total del vapor de la caldera, en kcal por kg.

$h_{f,1}$ = entalpía inicial del agua de alimentación, en kcal por kg.

$h_{f,2}$ = entalpía final del agua de alimentación, en kcal por kg.

Clasificación de los calentadores de agua de alimentación

Cuando el suministro de calor de un calentador de agua procede de los gases calientes que van a la chimenea, el calentador recibe el nombre de economizador y cuando el calor utilizado se deriva del escape, sangrado, prensaestopas, chorro, o manantiales de vapor vivo se denomina calentador del agua de alimentación.

Los calentadores de contacto directo o tipo abierto utilizan el calor del vapor por contacto directo con el agua al mezclarse entre sí. Dichos calentadores trabajan a presiones comprendidas entre un valor ligeramente inferior al de la presión atmosférica y $2,1 \text{ kg/cm}^2$ (presión relativa). En éstos aparatos el vapor y el agua se hallan a la misma presión.

En el calentador cerrado o del tipo de superficie, el calor del vapor se transmite a través de las paredes metálicas y el vapor y el agua no están en contacto directo.

Los calentadores cerrados pueden trabajar con vapor a cualquier presión, y generalmente en ellos el vapor y el agua no están a la misma presión.

Calentadores del agua de alimentación, de contacto directo

Estos calentadores pueden ser verticales u horizontales. Ambas formas de construcción constan de las siguientes partes principales: envolvente de hierro fundido o de acero; control de agua; purgador de agua de condensación; grifos de evacuación; purgadores de vapor o de aire y, ocasionalmente, separador de vapor y aceite colocado en la entrada del vapor. Para poner en contacto el agua con el vapor en los calentadores de contacto directo, pueden utilizarse dispositivos a base de artesas u otros recipientes, sobre los cuales se derrama el agua, o bien pulverizadores de agua dispuestos convenientemente. El agua al hacer contacto con el vapor empieza a soltar gases incondensables que salen por los venteos a la atmósfera del calentador y empieza a tomar temperatura que le sede el vapor que está entrando al calentador. Desde hace años se viene utilizando el acero inoxidable en la construcción de las partes internas de los calentadores que han de estar sometidas a la acción de gases corrosivos.

Calentadores cerrados o de superficie

En los calentadores del tipo de superficie o cerrados el vapor y el agua nunca están en contacto. En consecuencia, estos calentadores pueden trabajar a presiones muy diversas. Las partes esenciales de un calentador cerrado o de superficie consisten en una coraza envolvente en cuyo interior se encuentran los tubos o serpentines, a través de los cuales circula el agua o el vapor. Los tubos pueden ser rectos, helicoidales, en espiral o en forma de U. Estos últimos se denominan generalmente tubos curvados. Los calentadores en que el agua circula por el interior de los tubos o serpentines se conocen con el nombre de calentadores de tubos de agua; si lo que circula por el interior de los tubos es el vapor, se llaman calentadores de tubos de vapor. Los más corrientes son los de tubos de agua; el vapor y el agua pueden circular en el mismo sentido o en sentido opuesto, es decir, en equicorriente o en contracorriente.

En los calentadores de flujo único el agua circula solamente en un sentido; en los calentadores de flujo múltiple el agua circula hacia atrás y hacia delante en varias series de tubos. Los calentadores cerrados se instalan generalmente entre la bomba de alimentación de la caldera y la caldera.

En los calentadores cerrados del tipo de superficie, de tubo recto; el agua pasa dos veces a través de la superficie de calentamiento constituida por tubos de pequeño diámetro que terminan por un extremo en una cabeza fija, y por el otro en una cabeza flotante, la cual se mueve para compensar las tensiones producidas por la dilatación o por la contracción de los tubos.

Recuperadores

Se llaman recuperadores a un grupo de tubos, por cuyo interior circula agua, situados en el paso de los gases quemados, utilizados para calentar el agua de alimentación de las calderas. Los materiales de que están contruidos son el acero y el hierro colado. Pueden estar emplazados al final del camino de los gases quemados en el hogar de la caldera y también entre el hogar y la chimenea. La corrosión interna de los tubos se evita empleando agua de alimentación convenientemente tratada, y la corrosión externa, manteniendo la temperatura de los gases quemados suficientemente alta para impedir la formación de ácidos.

Flujo del gas a través de la caldera

Durante la combustión del combustible y la transferencia de calor a las superficies absorbentes de éste, es necesario mantener una presión suficiente para vencer la resistencia al flujo impuesta por el equipo para quemar los bancos de tubos, los cambios de dirección y los conductos de humo y los reguladores de tiro del sistema.

La resistencia a los flujos del aire y del gas depende de la disposición del equipo y varía con los gastos y las temperaturas del aire y del gas. El término tiro denota la diferencia entre la presión atmosférica y alguna otra presión menor que existe en el hogar o en los pasajes del gas de una unidad generadora de vapor. La pérdida de tiro se define como la diferencia en la presión estática de un gas entre dos puntos en un sistema, en donde los dos están por debajo de la presión atmosférica, y es el resultado de la resistencia al flujo. Estos términos se originaron con el uso de las unidades denominadas de tiro natural, en las que los diferenciales de presión se obtienen por medio de una chimenea que produce presiones estáticas de un lado a otro de la montadura de la caldera que son menores que la de la atmósfera. Los términos se aplican de una manera un tanto vaga a las calderas modernas en las que se aplica el tiro inducido o el forzado, producido mecánicamente por medio de ventiladores, o ambos, en las que las presiones de un lado a otro de la unidad de la caldera pueden ser bastante mayores que la atmosférica.

Los ventiladores para tiro forzado, que manejan aire frío y limpio, proporcionan la fuente más económica de energía para producir flujo a través de las unidades de alta capacidad. Los ventiladores de tiro inducido, que manejan gases de combustión calientes, requieren más potencia y están sujetos a erosión por la ceniza muy fina. Sin embargo, facilitan la operación al proporcionar un tiro en la montadura de la caldera y de esta manera evitan la fuga hacia el exterior del gas a través de las juntas o rendijas de la cubierta de la caldera. Como resultado de los avances en los diseños del hogar y la montadura de la caldera para eliminar la fuga de gas, las unidades modernas se suelen construir para operar con presión positiva, con lo que se elimina la necesidad de los ventiladores de tiro inducido. Estas unidades por lo general se conocen como unidades de inyección a presión, en tanto que las que utilizan ventiladores de tiro inducido se clasifican como unidades de succión. Cuando se emplean ventiladores de tiro forzado así como de tiro inducido, las calderas se designan como unidades de tiro balanceado.

La caída de presión a lo largo de toda la unidad es causada por la fricción fluida de la corriente de gas y las pérdidas por choque en los cambios de dirección o las concentraciones y ensanchamientos de las secciones. Esta caída puede calcularse como una función del flujo másico del fluido y de las propiedades de éste, de acuerdo con los principios del movimiento de fluidos. En el diseño de una caldera es esencial determinar la suma de todas las resistencias componentes en el sistema de flujo, con la carga máxima, para establecer los requisitos del ventilador. Es costumbre especificar la carga estática del bloque de prueba, temperatura y los requisitos de capacidad del ventilador por arriba de lo que se calculó, de tal manera que se tomen en cuenta las diferencias respecto de las condiciones ideales de flujo y proporcionen un margen satisfactorio de reserva.

El efecto de chimenea es causado por la diferencia en densidades que resulta de la diferencia en las temperaturas de dos columnas verticales del gas. En una chimenea, el efecto de chimenea se debe a la diferencia entre el gas caliente confinado y el aire más frío circundante, y la presión estática igual en la parte superior o escape libre de la chimenea. El efecto de chimenea, el cual varía con la altura y la temperatura media de las columnas, puede calcularse con los datos que se presentan en la Tabla II. El efecto es el tiro estático producido por una chimenea, al nivel del mar, sin flujo de gas. Cuando se presenta flujo, se usa una parte del efecto de chimenea para establecer la velocidad del gas, y el resto para vencer la resistencia del sistema conectado, incluyendo los reguladores de tiro y la propia chimenea. La capacidad límite del tiro natural se alcanza cuando estas fuerzas están en equilibrio, con los reguladores de tiro bien abiertos. El rendimiento de la chimenea puede ser favorable o adversamente afectado por factores externos, como la velocidad del viento y las condiciones atmosféricas. El tiro disponible varía directamente con la presión barométrica, para altitudes sobre el nivel del mar.

Tabla II. Efecto de chimenea o diferencia de presión, pulgada de agua por cada pie de diferencia en altura (mm de agua por cada metro de diferencia en altura).

Barómetro = 29.92 pulg Hg (759.97 mm Hg)

Temperatura del aire afuera del humero

Temperatura Promedio en el humero °F (°C)	40 °F (5°C)	60 °F (15°C)	80 °F (25 °C)	100 °F (35°C)
250 (125)	0.0041 pulg agua/pie (0.346 mm agua/m)	0.0035 (0.303)	0.0030 (0.262)	0.0025 (0.224)
500 (250)	0.0070 (0.563)	0.0064 (0.520)	0.0058 (0.480)	0.0053 (0.442)
1000 (500)	0.0098 (0.788)	0.0092 (0.774)	0.0086 (0.708)	0.0081 (0.665)
1500 (750)	0.0111 (0.902)	0.0106 (0.858)	0.0100 (0.818)	0.0095 (0.780)
2000 (1000)	0.0120 (0.972)	0.0114 (0.925)	0.0180 (0.887)	0.0103 (0.850)
2500 (1250)	0.0125 (1.018)	0.0119 (0.975)	0.0114 (0.934)	0.0109 (0.896)

Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecanico**, pag. 9-30.

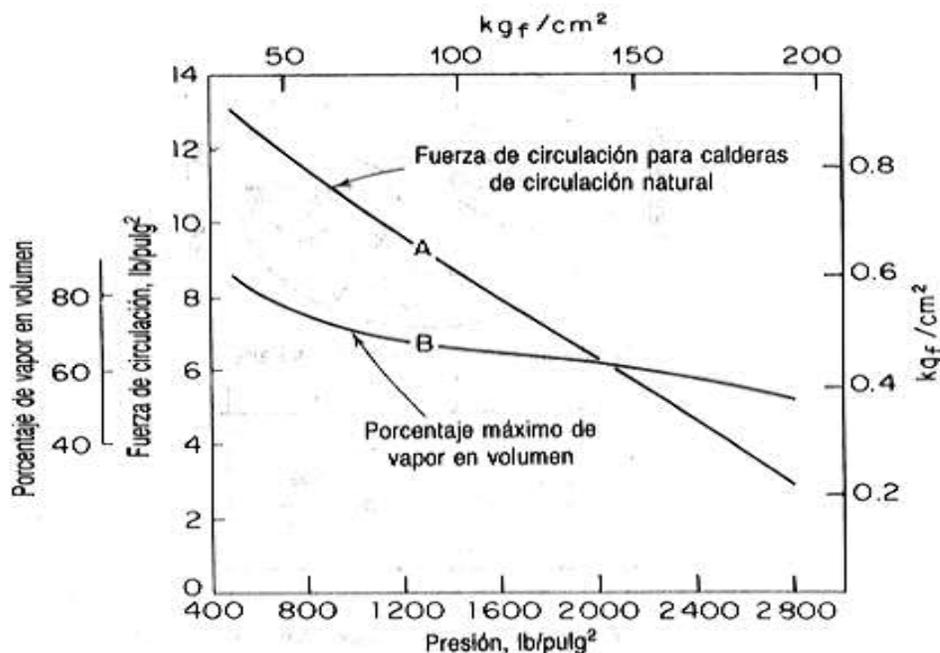
Circulación del agua y vapor dentro de la caldera

Se requiere una circulación adecuada en la sección de generación de vapor de una caldera, para evitar el sobrecalentamiento de las superficies absorbentes del calor, y puede lograrse en forma natural por las fuerzas gravitacionales, mecánicamente por medio de bombas o por una combinación de los dos métodos.

La circulación natural se produce por la diferencia en las densidades del agua en los tubos descendentes no calentados y la mezcla de vapor y agua en los tubos calentados, generadores de vapor. Este diferencial de densidad proporciona una gran fuerza de circulación curva A de la figura 2.

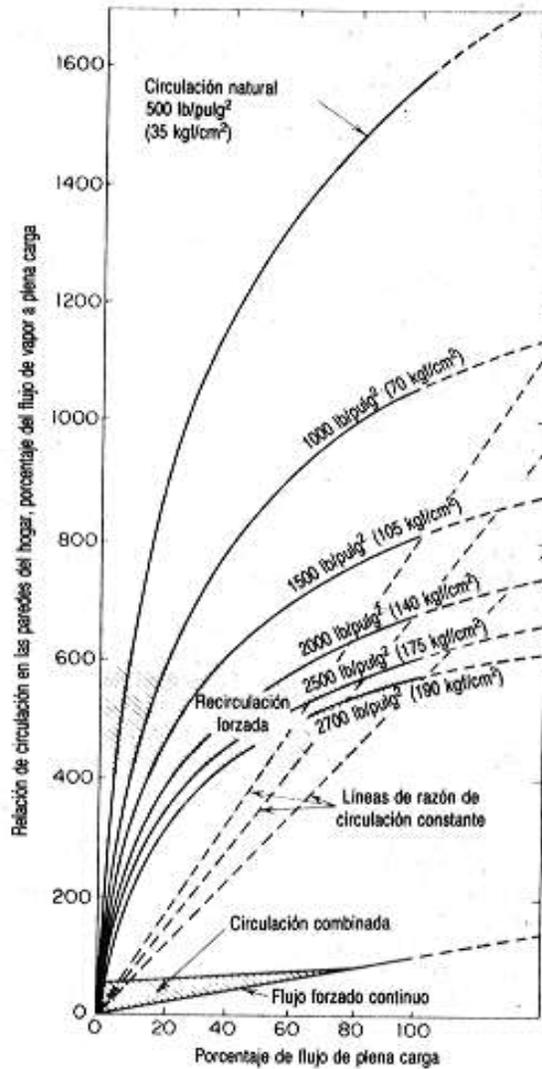
Los tubos de bajada y los circuitos calentados se diseñan de tal manera que la fricción, o la resistencia al flujo, a través del sistema, equilibra la fuerza de circulación en el flujo circulante total deseado. La caldera del tipo de recirculación o circulación forzadas utiliza domo de vapor similar al que se emplea en las calderas de circulación natural. El suministro de agua a las paredes del hogar y a las superficies de la caldera fluye de este modo a una bomba de circulación, la cual suministra la presión necesaria para forzar el agua por los circuitos de la mezcla agua-vapor y de regreso al domo, donde se separan el vapor y el agua. La cantidad total de agua bombeada por lo común es de cuatro a seis veces la cantidad de vapor generado, como puede observarse en la figura 3. La bomba de recirculación produce una presión diferencial de 30 a 40 psi, y la potencia necesaria equivale a cerca del 0.5% de la entrada de calor a la caldera. Se necesitan orificios de restricción a la entrada de cada tubo o circuito, para controlar la distribución del flujo.

Fig. 2. Porcentaje máximo de vapor en volumen y fuerza de circulación para calderas de circulación natural



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 9-28.

Fig. 3. Flujo circulante en sistemas de circulación natural y forzada



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 9-29.

En los diseños de circulación forzada, las velocidades o flujos son independientes de la capacidad nominal de la caldera, con lo cual se facilita el uso de tubería común de conexión de tamaño menor y, en algunos casos, tubo especial de menor diámetro en la pared del hogar que el que se emplea con las unidades de circulación natural.

Las calderas con circulación natural o de circulación forzada, del tipo de domo, operan a temperaturas que son esencialmente las de vapor saturado, en todas las partes de las secciones de generación del vapor, y pueden utilizarse para presiones de operación en el domo que alcanzan aproximadamente hasta 2800 psi.

En calderas de flujo forzado y de paso único, el agua que proviene del suministro para el sistema se bombea hacia la admisión de los circuitos de absorción del calor. La evaporación o cambio de estado se efectúa a lo largo de toda la extensión del circuito y, cuando la evaporación se completa, el vapor se sobrecalienta. Estas unidades no requieren domos de vapor o de agua y, en la mayoría de los casos, se usan tubos con diámetros relativamente pequeños. Las calderas pueden arrancarse con rapidez debido a la eliminación de los domos y a la cantidad reducida de metal. El flujo de agua hacia la unidad es el mismo que la salida de vapor figura 3, y se deben utilizar, a plena carga, velocidades del fluido mayores que las requeridas en las unidades de circulación natural o forzada, de modo que se mantengan velocidades adecuadas con las cargas bajas y, por tanto, temperaturas satisfactorias del metal de los tubos en todas las cargas.

Las calderas de flujo forzado y paso único deben operarse por arriba de un flujo mínimo especificado, en general de un cuarto o un tercio del flujo a plena carga, con objeto de mantener velocidades adecuadas del agua en los tubos de las paredes del hogar. Sin embargo, el turbogenerador puede operarse a cualquier carga que así se requiera, con el empleo de un sistema de derivación, que desvíe el exceso de flujo hacia un tanque de evaporación instantánea, para recuperación de calor. El sistema de derivación también puede utilizarse como un sistema de desahogo de presión, como la fuente de vapor a baja presión para la turbina durante el arranque y como un medio para controlar la temperatura del vapor que se alimenta a una turbina durante los re-arranques en caliente.

Las unidades de circulación combinada utilizan flujo forzado de paso único con recirculación de flujo en las paredes del hogar para suministrar velocidades satisfactorias del agua durante las operaciones de arranque y de baja carga. En este diseño, parte del agua a la salida de los circuitos del hogar se mezcla con el agua de alimentación que entra, fluye hacia una bomba de circulación, pasa por ésta, y a continuación pasa a los cabezales de admisión de las paredes del hogar. El uso de la circulación combinada incrementa las velocidades del agua en los tubos del hogar, a bajas cargas, y puesto que no se aplica recirculación con cargas más altas, no hay incremento en la velocidad ni en la resistencia al flujo, con esas cargas más elevadas.

Sistema tratamiento de agua y purificación de vapor

La pureza del agua que se utiliza en la generación de vapor y la del vapor que sale de la unidad tienen una importancia primordial. En lo que sigue se analiza el problema general y, a continuación, se repasan los cuatro temas de interés: agua cruda, agua de alimentación, agua de la caldera y purificación del vapor.

En pocas excepciones el agua, como se encuentra en la naturaleza, no es apropiada para su empleo como agua de alimentación para las calderas; pero puede usarse después de un tratamiento apropiado. En esencia, esto impone la eliminación de aquellos constituyentes que contenga el agua cruda que se sabe son dañinos; el tratamiento suplementario, dentro de la caldera o del sistema conectado, de las impurezas residuales, para convertirlas en formas inocuas, y la remoción sistemática de sólidos dentro de la unidad, por medio de purgas de los concentrados del agua de la caldera, para evitar la acumulación excesiva. La finalidad última del tratamiento del agua es evitar los depósitos de lodos e incrustación y la corrosión de las superficies internas de la caldera. Las incrustaciones duras, que forman ciertos constituyentes en las zonas de elevada entrada de calor, retardan el flujo de éste y elevan las temperaturas del metal. Esto puede dar lugar al sobrecalentamiento y a la falla de las partes a presión.

Las partículas sólidas o el lodo que en general se encuentran en suspensión pueden llegar a depositarse en determinados puntos y restringir el flujo del agua de enfriamiento o en algunos casos, depositarse en forma de capas aislantes, con un efecto resultante similar al que producen las incrustaciones duras. La grasa y el aceite impiden que las superficies internas de la caldera se humedezcan en forma adecuada y pueden causar sobrecalentamiento en áreas de elevada entrada de calor.

El tratamiento más apropiado y económicamente justificado para cualquier planta determinada depende de las características del suministro de agua, la cantidad de agua de reemplazo y el diseño del generador de vapor y el equipo relativo. Es usual que un químico supervise el tratamiento del agua de alimentación y la de la caldera y, con frecuencia, es conveniente contratar un especialista reconocido en agua de alimentación, que prescriba procedimiento específico. No obstante, los resultados que se obtengan dependen del cuidado e integridad del muestreo de rutina y del control que ejerza el personal de la planta.

Agua Cruda

Todas las aguas naturales contienen impurezas, muchas de las cuales pueden ser perjudiciales en la operación de la caldera. Estas impurezas se originan en la tierra y en la atmósfera (o bien, en los desechos industriales y municipales) y se clasifican en una forma muy amplia como materia orgánica e inorgánica, disuelta y en suspensión, y gases disueltos.

La forma más frecuente de expresar la concentración de las impurezas es en términos de las partes en peso del constituyente por millón de partes de agua (ppm). Sin embargo, en el caso de concentraciones excesivamente pequeñas, en forma especial las que se refieren a los gases, las cantidades se expresan a veces como partes por miles de millones (ppmm).

Las concentraciones también pueden expresarse en número de granos por galón, pero en la práctica de las calderas, esta última ha sido desplazada en general por la relación gravimétrica, ppm. Un grano por galón es igual que 17.1 ppm.

El tratamiento del agua cruda para tener agua de reemplazo o de alimentación comprende uno o más de los siguientes procedimientos:

Eliminación de los sólidos suspendidos. Las partículas grandes que se encuentran en el agua se eliminan por sedimentación y decantación o por filtración utilizando cribas, telas o lechos de material granular. Las partículas pequeñas, cuya velocidad de sedimentación es muy baja, o las coloidales que no se sedimentan, se pueden eliminar por coagulación, con el empleo de productos químicos floculantes, como el alumbre o el sulfato ferroso, para atrapar las partículas en los flóculos; posteriormente se eliminan éstos por sedimentación o filtración. Los sólidos pueden eliminarse en forma intermitente o continua.

Tratamiento químico para eliminar la dureza. Las principales impurezas que forman incrustaciones son el calcio, el magnesio y la sílice, que si están presentes en el agua de la caldera, pueden formar compuestos cuya solubilidad disminuye al aumentar la temperatura. En el proceso de la cal-sosa, para ablandar el agua, la cal (hidróxido de calcio) reacciona con los bicarbonatos solubles de calcio y de magnesio, para formar precipitados de carbonato de calcio e hidróxido de magnesio, que pueden separarse como lodo. La sosa comercial (carbonato de sodio) reacciona con los sulfatos de calcio y de magnesio, que forman incrustaciones, y precipita el calcio y el magnesio como carbonatos insolubles. En ambas reacciones se produce sulfato de sodio, que es un compuesto soluble y que no forma incrustaciones. Cuando este proceso se lleva a cabo a temperaturas de 200 a 250 °F (93 a 121°C), se aceleran las reacciones y es posible que se elimine parte de la sílice.

Eliminación de la dureza por intercambio de cationes. Ciertos minerales que se encuentran en forma natural como el silicato de aluminio y sodio, o algunas resinas sintéticas, como los poliestirenos o los materiales fenólicos, poseen la capacidad de cambiar los iones sodio por iones calcio y magnesio, cuando éstos se encuentran en solución acuosa. De esta manera, puede realizarse el ablandamiento al hacer pasar el agua cruda o filtrada a través de lechos de partículas de zeolita granulada. El material zeolita retiene los iones calcio y magnesio, mientras que sus equivalentes de iones sodio, que no dan lugar a incrustaciones, son liberados a la solución acuosa. Antes de llegar al agotamiento del sodio, el equipo de ablandamiento debe aislarse del sistema y regenerarse, haciendo pasar una salmuera de elevada concentración de cloruro de sodio por el ablandador. De esta manera, se restauran los iones sodio de la zeolita, y se extrae el calcio o el magnesio, como un cloruro soluble que se drena. Después del ciclo de regeneración, la salmuera se purga del equipo por medio de chorros de agua filtrada y se regresa al servicio de ablandamiento.

Desmineralización por la eliminación completa de los sólidos disueltos.

Varios tipos de resinas orgánicas sintéticas tienen la capacidad de eliminar selectivamente los cationes o aniones indeseables en una solución acuosa, por su intercambio con iones hidrógeno o hidróxido. Cuando se aplica en combinación, como lechos separados o mezclados de pequeños glóbulos o partículas a través de los cuales se hace fluir el agua, pueden producir un efluente casi libre de solutos minerales y satisfactorio para agua de alimentación de calderas. El intercambiador de cationes se regenera por un ácido, el cual restaura los iones hidrógeno a la resina, intercambiándolos por el calcio, el sodio u otros cationes metálicos que se eliminaron del agua. El intercambiador de aniones se regenera con la utilización de soda cáustica, u otra base apropiada, la cual restablece los iones hidróxido intercambiándolos por los cloruros, sulfatos y otros radicales químicos negativos que previamente se eliminaron del agua.

Los iones hidrógeno e hidróxido liberados de la resina durante el proceso de calentamiento se combinan para formar agua pura.

Evaporación.

Puede obtenerse agua esencialmente pura por la evaporación del agua cruda y la captación del destilado. Los constituyentes solubles permanecen en el agua residual como concentrados, que pueden eliminarse por medio de purgas, o mecánicamente por absorbentes del calor. Pueden tenerse algo de contaminación en el destilado debido al arrastre de partículas de agua en el vapor y a la reabsorción de gases no condensables.

Agua de alimentación

El agua de alimentación puede constar de condensado, agua tratada, o bien, una mezcla de ambas. Es usual que, como resultado del tratamiento, exista sólo una pequeña cantidad de sólidos en solución o en suspensión y, en general, no se requiere la eliminación de sólidos adicionales; sin embargo, para evitar la corrosión en la caldera y en el sistema anterior a ella se debe eliminar cualquier gas que se encuentre disuelto.

Cuando se utiliza condensado como agua de alimentación para una caldera, se minimiza el tratamiento del agua, ya que sólo se requiere para las pequeñas cantidades de agua cruda que puedan infiltrarse al sistema y la de reemplazo necesaria (por lo común del 0.5 al 3%), para reemplazar las pérdidas de vapor y de condensado en el sistema. Sin embargo, en las plantas industriales que consumen una gran parte del vapor generado, para sus procesos de trabajo, las necesidades de agua de reemplazo pueden ser del 90 al 100% del flujo total del agua de alimentación. Estas plantas requieren una cantidad considerable de tratamiento de agua.

El factor primordial en la corrosión de superficies de acero en contacto con el agua es, quizá el oxígeno disuelto; éste puede estar presente en el agua de reemplazo o en la de alimentación, debido a su contacto previo con el aire de la atmósfera, o bien, puede haberse incorporado al agua por la infiltración de aire en el sistema, a través de los sellos de la bomba de baja presión, tanques de almacenamiento, etcétera.

Agua de la caldera

En las calderas, el agua se convierte en vapor que sale del domo en un estado de relativa pureza. Las impurezas, que no sean los gases que entran con el agua de alimentación, son en consecuencia retenidas y concentradas en el agua de la caldera. Los sólidos productores de espuma en grandes concentraciones en el agua de la caldera contribuyen al arrastre de partículas y agua, y a la contaminación del vapor. También se presentan cambios químicos y en la solubilidad en la caldera, en particular al aumentar la temperatura.

El agua de la caldera se trata internamente para evitar la corrosión, la incrustación de las superficies absorbentes del calor y la contaminación del vapor. El tratamiento interno requiere la introducción de cantidades apropiadas de productos químicos para reaccionar con las impurezas residuales en el agua de alimentación.

La corrosión en las calderas se evita o minimiza al tener alcalina el agua; esta condición puede expresarse en términos del pH, o bien, como alcalinidad total. El valor pH de una solución, el cual designa su acidez o alcalinidad, se refiere a una escala logarítmica, la cual fue propuesta en 1909 por Sorenson. La letra p del símbolo es por la palabra alemana Potenz, que significa potencia o exponente, y la letra H representa la concentración del ión hidrógeno. De donde por definición, el valor de pH es igual al logaritmo del recíproco de la concentración de ión hidrógeno medido en moles gramo por litro.

En términos prácticos, la escala pH va desde 0 hasta 14, según se muestra en la tabla III. El valor 7 que corresponde al agua pura, se considera el punto neutro; los valores menores de 7 son los de la acidez creciente, y los mayores son los de la alcalinidad creciente.

El pH de una muestra de agua puede determinarse con exactitud por la medida de su potencial eléctrico; también puede aproximarse por indicadores que cambian de color dentro de ciertos límites del pH, como resultado de su reacción con la solución.

Tabla III. Relación entre el pH y la concentración del ion hidrogeno

	pH	Concentración de ion hidrogeno gmol/l	
Rango ácido	0	1.0	10^0
	1	0.1	10^{-1}
	2	0.01	10^{-2}
	3	0.001	10^{-3}
	4	0.000,1	10^{-4}
	5	0.000,01	10^{-5}
	6	0.000,001	10^{-6}
Neutro	7	0.000,000,1	10^{-7}
Rango Alcalino	8	0.000,000,01	10^{-8}
	9	0.000,000,001	10^{-9}
	10	0.000,000,000,1	10^{-10}
	11	0.000,000,000,01	10^{-11}
	12	0.000,000,000,001	10^{-12}
	13	0.000,000,000,000,1	10^{-13}
	14	0.000,000,000,000,01	10^{-14}

Eugene A. Avallone y Theodore Baumeister III, **Manual del Ingeniero Mecánico**, pag. 9-35

En las unidades de paso único y flujo forzado, los límites recomendados del pH son de 8.8 a 9.2, para los sistemas previos a la caldera en los que se utilizan aleaciones de cobre. Si el sistema previo a la caldera no comprende el uso de aleaciones de cobre, el pH recomendado es de 9.2 a 9.5.

Es necesario eliminar la dureza del agua de la caldera para evitar las incrustaciones, lo cual se consigue al agregar una de las formas del fosfato de sodio o de potasio y mezclarlo perfectamente con el agua de la caldera. Si la alcalinidad se mantiene en un pH de 10 o mayor, los iones calcio residuales que entran con el agua de alimentación se precipitan como un lodo insoluble de fosfato y el magnesio se precipita como un hidróxido no adherente. Un pH más bajo puede dar por resultado la formación de fosfato de magnesio, que es un tipo adherente de lodo. Por medio del control de rutina se facilita el ajuste del pH, al agregar hidróxido de sodio, o su equivalente, manteniendo un exceso moderado de iones fosfato en el agua de la caldera.

La sílice puede entrar al sistema en la forma de compuestos solubles, o bien, como partículas finamente divididas que no son retenidas por filtración; se disuelve en aguas alcalinas de caldera o se combina con ella si entra en solución y, con la dureza no reaccionada de calcio y de magnesio del agua, formará una incrustación adherente. En ciertas condiciones puede producir silicatos complejos que forman incrustaciones con el óxido de hierro o la alúmina solubles o coloidales. La matriz cristalina de estos depósitos tiende a agregar partículas de lodo y contribuye a la acumulación de incrustaciones sobre las superficies calientes.

La sílice también es soluble en el vapor y su solubilidad aumenta con rapidez a temperaturas arriba de 500 °F (260 °C); por tanto, puede ser transportada en una fase de vapor hacia la turbina y depositarse sobre el empaletado. Esta característica obliga a limitar la concentración de sílice en el agua de la caldera para evitar los depósitos en la turbina, y los límites, que varían en función de la presión de operación, van desde alrededor de 10 ppm, a 1000 psi, hasta 0.3 ppm, a 2500 psi.

Si se somete el agua cruda a un proceso de ablandamiento con cal-sosa en caliente, la sílice se elimina parcialmente de esa agua, y puede eliminarse por completo mediante la evaporación del agua de reemplazo.

La sílice soluble puede eliminarse por desmineralización, pero en las formas coloidales puede atravesar los lechos de tratamiento. La concentración de sílice en el agua de la caldera puede controlarse mediante purgas.

Los métodos de quelantes para tratamiento del agua son utilizados por muchos operadores de calderas industriales. Los quelantes reaccionan con los iones metálicos divalentes residuales (calcio, magnesio y hierro) presentes en el agua de la caldera para formar complejos solubles. Los complejos solubles resultantes se extraen mediante purgas continuas. Uno de los métodos más populares emplea la sal de sodio del ácido etilendiaminotetracético. Los métodos de tratamiento con quelantes se han empleado en calderas que operan a presiones tan altas como 1500 psi.

En la tabla IV se listan los límites recomendados de concentración en el agua de la caldera, según se definen en el manual de la ABMA. Estos datos no pueden aplicarse a las calderas de flujo forzado de paso único. El contenido total de sólidos puede determinarse si se pesa el residuo de una muestra de agua que se evapora hasta secar. El contenido de sólidos disueltos puede determinarse en forma similar, a partir de una muestra filtrada pero, para determinaciones inmediatas y fines de control, puede aproximarse con rapidez si se mide la conductividad eléctrica y se utilizan factores de conversión previamente establecidos por comparación con determinaciones gravimétricas.

Tabla IV. Limites recomendados de concentración del agua de la caldera ABMA)

Presión a la salida de la unidad generadora de vapor, lb/pulg ² man ($\times 0.07037 = \text{kgf} / \text{cm}^2$)	Sólidos totales ppm	Alcalinidad total ppm	Sólidos suspendidos ppm
0-300	3500	700	300
301-450	3000	600	250
451-600	2500	500	150
601-750	2000	400	100
751-900	1500	300	60
901-1000	1250	250	40
1001-1500	1000	200	20
1501-2000	750	150	10
2001 y mas altos	500	100	5

Eugene A. Avallone y Theodore Baumeister III, **Manual del Ingeniero Mecánico**, pag. 9-36

La concentración de sólidos también puede controlarse por medio de 3 purgas continuas o intermitentes. La cantidad de purgas y el intervalo entre cada una de ellas debe coordinarse con la operación, y deben considerarse o anticiparse los cambios de carga, el acondicionamiento del agua y el tratamiento químico, tratando de lograr un balance entre las purgas y el tratamiento químico.

Las impurezas que entran con el agua de alimentación a las calderas de flujo forzado de paso único deben depositarse dentro de la unidad junto con el vapor. De lo anterior se deduce que estas unidades requieren una elevada pureza del agua de alimentación y el control de la corrosión por medio de bases volátiles, como el amoníaco, con el cual se evitarán o minimizarán los depósitos en la unidad de la caldera o la turbina. Deben evitarse las fugas de agua cruda hacia adentro del sistema y la de reemplazo debe ser agua desmineralizada o evaporada, para poder lograr mantener valores aceptables en el análisis químico del agua de la caldera.

Purificación del Vapor

En las calderas de tipo de domo, en las que se usa circulación natural o forzada, se envía una mezcla de vapor y agua al domo superior o de vapor, en el que se realiza la separación de ellos y se mantiene un determinado nivel de agua. Se recicla el agua a través de los tubos de descenso hasta los circuitos absorbentes del calor, y el vapor se descarga por la parte superior del domo para usarse como vapor saturado o de alimentación para el sobrecalentador.

La separación del vapor y el agua por una fuerza de flotación o gravitacional requiere un área relativamente grande de la sección transversal y, en consecuencia, una velocidad baja del fluido dentro del domo, así como una diferencia efectiva en las densidades de los fluidos, la cual disminuye al aumentar la presión.

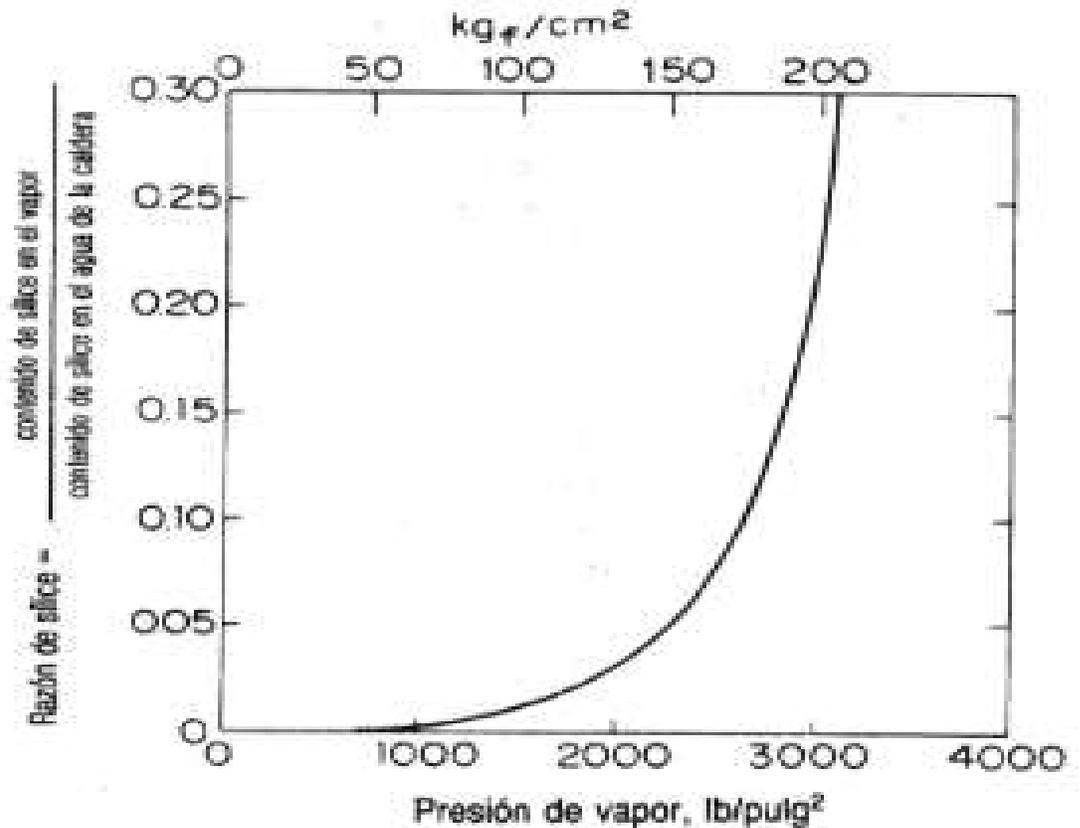
El arrastre de vapor en el agua impide la circulación, y el arrastre del agua en el vapor de salida transporta materia disuelta o como partículas suspendidas hacia el sobrecalentador, la tubería de vapor y la turbina, en donde el depósito de partículas puede causar sobrecalentamiento de los tubos, o bien, producir obstrucciones para el flujo en el empaletado de la turbina, con la subsiguiente pérdida de capacidad, eficiencia y balance dinámico.

La separación del agua y el vapor por gravedad puede resultar satisfactoria en calderas de presión y capacidad bajas. Este tipo de separación puede aumentarse utilizando deflectores en los que se utiliza un cambio en la dirección para expeler las gotitas de agua, o por medio de tubos secos, que imponen una caída de presión que provoca la evaporación de la humedad y reduce la tendencia de los sólidos a depositarse en el sobrecalentador.

En unidades de calderas de alta presión, en especial aquellas que tienen elevadas capacidades nominales de evaporación, puede utilizarse una parte de la carga de circulación para suministrar una fuerza de separación muchas veces mayor que la de la gravedad, en los dispositivos centrífugos de separación, como los separadores tipo ciclón, estos entregan vapor sin agua al domo y a los tubos de descenso y descargan vapor con un mínimo de agua arrastrada. Se efectúa una separación secundaria del agua y el vapor, al hacer pasar el vapor a baja velocidad por conductos sinuosos que se forman entre placas corrugadas muy cercanas entre sí, las que proporcionan un área superficial grande, para interceptar las partículas arrastradas de agua de la caldera. En las calderas modernas de alta capacidad, el vapor que sale del domo de vapor contiene menos de 0.1 ppm de sólidos totales.

Los separadores mecánicos de vapor no impiden el transporte de sílice, en una solución de vapor. La cantidad de sílice disuelta en el vapor depende de su concentración en el agua de la caldera y, para una concentración dada, la razón (relación) de la sílice en el vapor a la que se encuentra en el agua, aumenta en forma muy rápida con un aumento en la presión de operación, como se muestra en la figura 4. La sílice puede ser removida por medio de lavadores de vapor, los que suministran un área grande para producir contacto con el agua de alimentación relativamente pura y la cual reabsorbe la sílice y la regresa al sistema del agua de la caldera. Los depósitos en la turbina pueden prácticamente eliminarse y reducirse mucho las necesidades de purga de la caldera por el uso de los lavadores de vapor para la purificación del mismo. Se usan lavadores de vapor para obtener los mejores resultados en las calderas que operan con presiones medias, con grandes cantidades de agua de reemplazo, en particular si ésta contiene sílice en una forma insoluble.

Fig. 4. Relación de equilibrio de la razón de sílice y la presión de operación para una concentración dada de sílice en el agua de la caldera.



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 9-37.

1.2. Generador de vapor en condiciones actuales

1.2.1. Descripción de sus componentes

1.2.1.1. Economizadores

Los economizadores eliminan el calor de los gases de combustión con temperatura moderadamente baja, después de que salen de las secciones de generación de vapor y de sobrecalentamiento/recalentamiento.

Los economizadores son, en realidad, calentadores de agua de alimentación que la reciben de las bombas de alimentación y la descargan a una temperatura más alta al generador de vapor. Los economizadores se usan en lugar de incrementar la superficie generadora de vapor, ya que el agua de alimentación y, en consecuencia, la superficie que recibe calor está a temperaturas más bajas que la del vapor saturado; por tanto, los gases pueden enfriarse hasta temperaturas aún más bajas, para lograr mayor recuperación de calor y mejorar la economía.

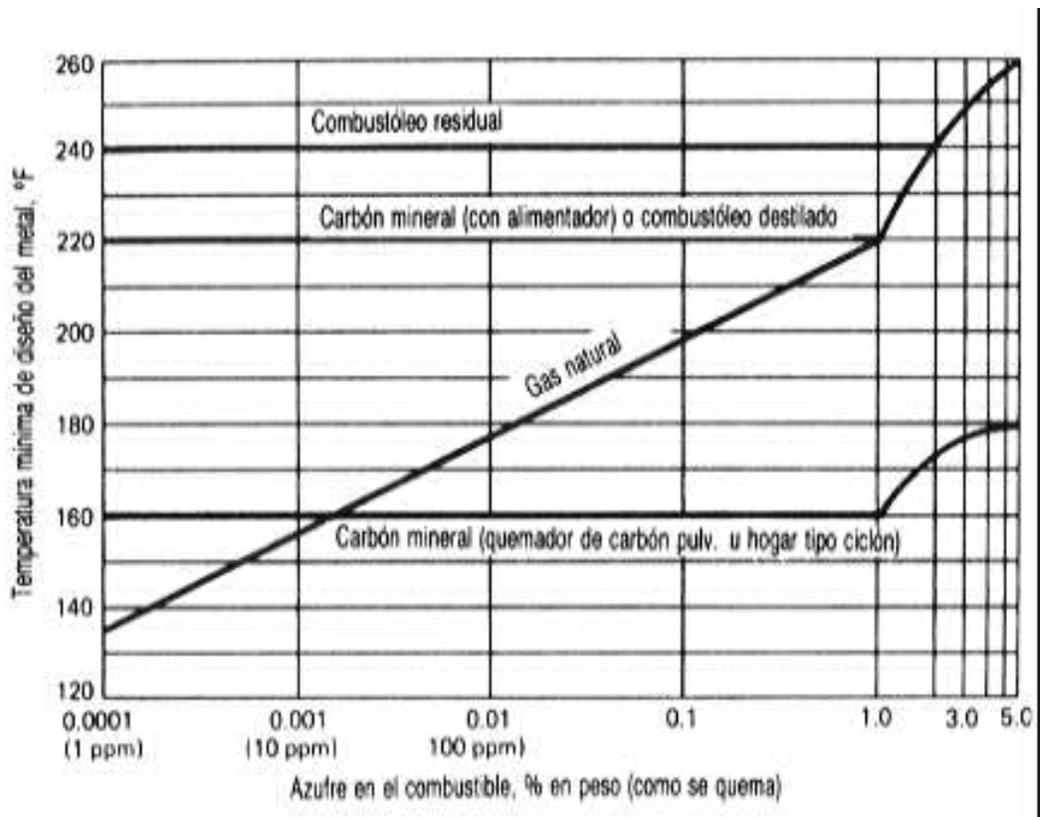
Los economizadores son aparatos de transferencia de calor por convección, de paso único y flujo forzado que, por lo general constan de tubos especiales de acero a los cuales se les suministra el agua de alimentación a una presión superior que la que existe en la sección de generación de vapor y con una velocidad correspondiente a la salida de vapor de la caldera. Los economizadores se clasifican de la siguiente manera.

- Tubos Horizontales o Verticales, de acuerdo con la disposición geométrica.
- De Flujo Longitudinal o Cruzado, según la dirección del gas con respecto a los tubos.
- De Flujo en Paralelo o de Contra flujo, según la dirección relativa del flujo del gas y del agua.
- Generadores o no Generadores de Vapor, según el rendimiento térmico.
- Tubos Continuos o Tubos en U, según los detalles de diseño.
- Tubos Desnudos o con Superficie Extendida, según el tipo de superficie absorbente del calor.

Las temperaturas de los metales de los tubos del economizador por lo general se aproximan a las del agua que fluye en el interior de los tubos y, así, cuando hay bajas temperaturas del agua de alimentación, se encuentran condensación y corrosión externa en aquellos lugares en donde la temperatura del metal de los tubos está por debajo de la temperatura del punto de rocío del ácido o del agua del gas.

En la figura 5 se muestran las temperaturas límites del metal para evitar la corrosión externa en los economizadores o los calentadores de aire, al quemar combustibles que contienen azufre.

Fig. 5. Temperaturas límites del metal para evitar la corrosión externa en los economizadores o calentadores de aire, al quemar combustibles que contienen azufre.



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 9-26.

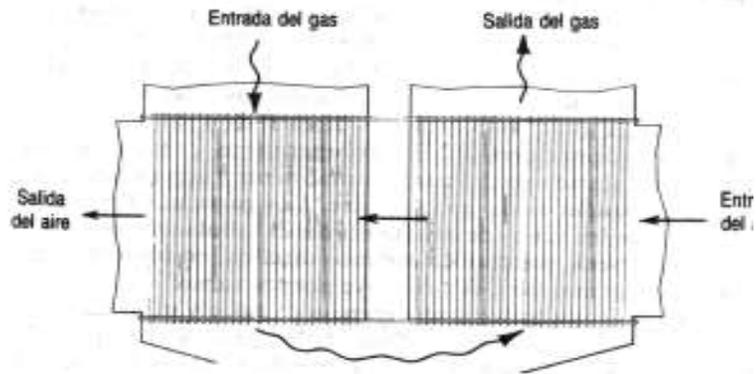
1.2.1.2. Precalentadores de aire

Los precalentadores de aire, al igual que los economizadores, extraen calor de los gases de combustión con temperatura relativamente baja. La temperatura del aire de entrada es menor que la del agua que entra al economizador y, por tanto, es posible reducir aún más la temperatura de los productos gaseosos de la combustión, antes que se descarguen en la chimenea.

El calor que se recupera de los gases de la combustión se recicla al hogar junto con el aire de combustión y, cuando se agrega a la energía térmica liberada por el combustible, se convierte en energía disponible para la unidad generadora de vapor, con una ganancia en la eficiencia térmica global. El uso de aire precalentado para la combustión acelera la ignición y fomenta una combustión rápida y completa del combustible.

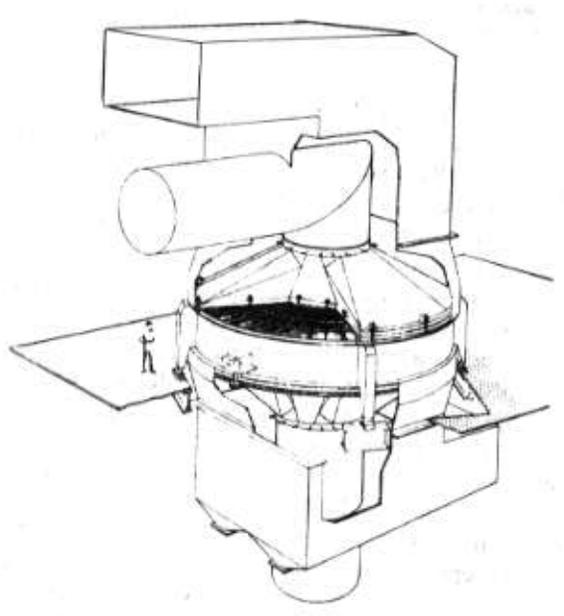
Los calentadores de aire se clasifican en general como Recuperativos o Generativos. En ambos se utiliza la transferencia por convección del calor, de la corriente del gas a un metal u otra superficie sólida y la transferencia por convección del calor de esta superficie al aire. En los precalentadores de aire recuperativos, que tienen como ejemplo los tipos tubulares o de placas, figura 6, las partes metálicas estacionarias forman una frontera de separación entre los fluidos, el que se calienta y el que se enfría, y el calor pasa por conducción a través de la pared metálica. En la figura 7 se muestra un tipo de precalentador de aire regenerativo, el cual tiene elementos estacionarios y el flujo alterno del gas y del aire se controla al hacer girar las conexiones de entrada y salida.

Fig. 6. Calentadores tubulares de aire del tipo regenerativo, doble paso del gas, paso único del aire



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 9-26.

Fig. 7. Precalentador de aire tipo regenerativo.



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 9-26.

Los precalentadores del aire recuperativos y regenerativos pueden instalarse vertical u horizontalmente y con flujos paralelos o contra flujos del gas y el aire. Los gases por lo común se pasan por los tubos de los calentadores tubulares, para facilitar la limpieza, aunque en algunos diseños, en particular en instalaciones marinas, el aire fluye por los tubos.

Se obtiene una mejor transferencia de calor y utilización de las superficies con un contra flujo de los gases y el empleo de pequeños canales para el flujo. Los calentadores de aire del tipo regenerativo se prestan con facilidad a estos dos principios y, por tanto, ofrecen gran capacidad en un espacio mínimo. Sin embargo, los calentadores de aire regenerativos tienen las desventajas de la fuga de aire hacia la corriente de gas y la del transporte de ceniza fina hacia el sistema de aire de combustión. Los precalentadores del aire recuperativos del tipo tubular no tienen este problema.

Los productos de la combustión que provienen de la mayor parte de los combustibles contienen un alto porcentaje de vapor de agua y, por tanto, se experimentará condensación en los calentadores de aire si las superficies metálicas expuestas se enfrían por debajo del punto de rocío del gas. Pequeñas concentraciones de trióxido de azufre en los gases, que tienen su origen en la combustión de azufre, y que varían de acuerdo con el contenido de azufre del combustible y con el método para quemar éste, se combinan con el vapor de agua existente en los gases de la combustión para formar ácido sulfúrico, el cual puede condensarse sobre las superficies metálicas a temperaturas del rocío del ácido, tan altas como 250 a 350 °F (121 a 149 °C), bastante por encima de la de rocío del agua. Esta condensación conduce a corrosión o a incrustación, o a ambas cosas, de la zona expuesta al flujo del gas. Es más probable que esto ocurra durante el invierno, cuando la temperatura del aire que entra es baja, y con cargas de operación bajas, o en secciones localizadas en la entrada del aire frío, si se tiene una mala distribución del aire o del gas que fluyen por el calentador.

La corrosión y la incrustación en los precalentadores de aire pueden evitarse con calentadores de aire auxiliares operados con vapor que se ubican delante de la entrada del aire, si se recircula aire calentado que se extrae del ducto de salida, o con el desvío de una parte del aire frío para reducirle flujo de aire por el calentador. Los dos tipos de calentadores, recuperativos y regenerativos se diseñan a menudo con secciones sujetas a corrosión de tipo desmontables, dispuestas para facilitar el reemplazo de las partes vulnerables de los extremos fríos.

1.2.1.3. Bombas de alimentación

Las bombas de agua de alimentación de uso general pueden dividirse en los siguientes tipos: alternativas o recíprocas, rotativas y centrífugas. El tipo alternativo hace uso de un cilindro de agua y un émbolo directamente montado sobre un eje común de un cilindro de vapor acoplado directamente. Uno o dos cilindros de agua (y vapor) en paralelo, conocidos como bombas simples o dúplex, respectivamente son los tipos más normales de bombas de alimentación recíprocas (figura 8a). Las bombas de alimentación Triples y Cuádruples a menudo tienen el émbolo buzo conectado por biela a un cigüeñal de accionamiento mecánico.

Bombas alternativas o recíprocas

Las bombas alternativas o recíprocas son bombas de desplazamiento positivo y pueden usarse para conseguir presiones muy elevadas mediante la acción en serie de varios cilindros o mediante más de una bomba. Al colocarlas en serie, la presión de descarga o impulsión de un cilindro es la presión de aspiración del siguiente, y esto puede hacerse con cada cilindro incrementando la presión hasta obtener la presión resultante que se desee.

Bombas alternativas o recíprocas de tipo vapor

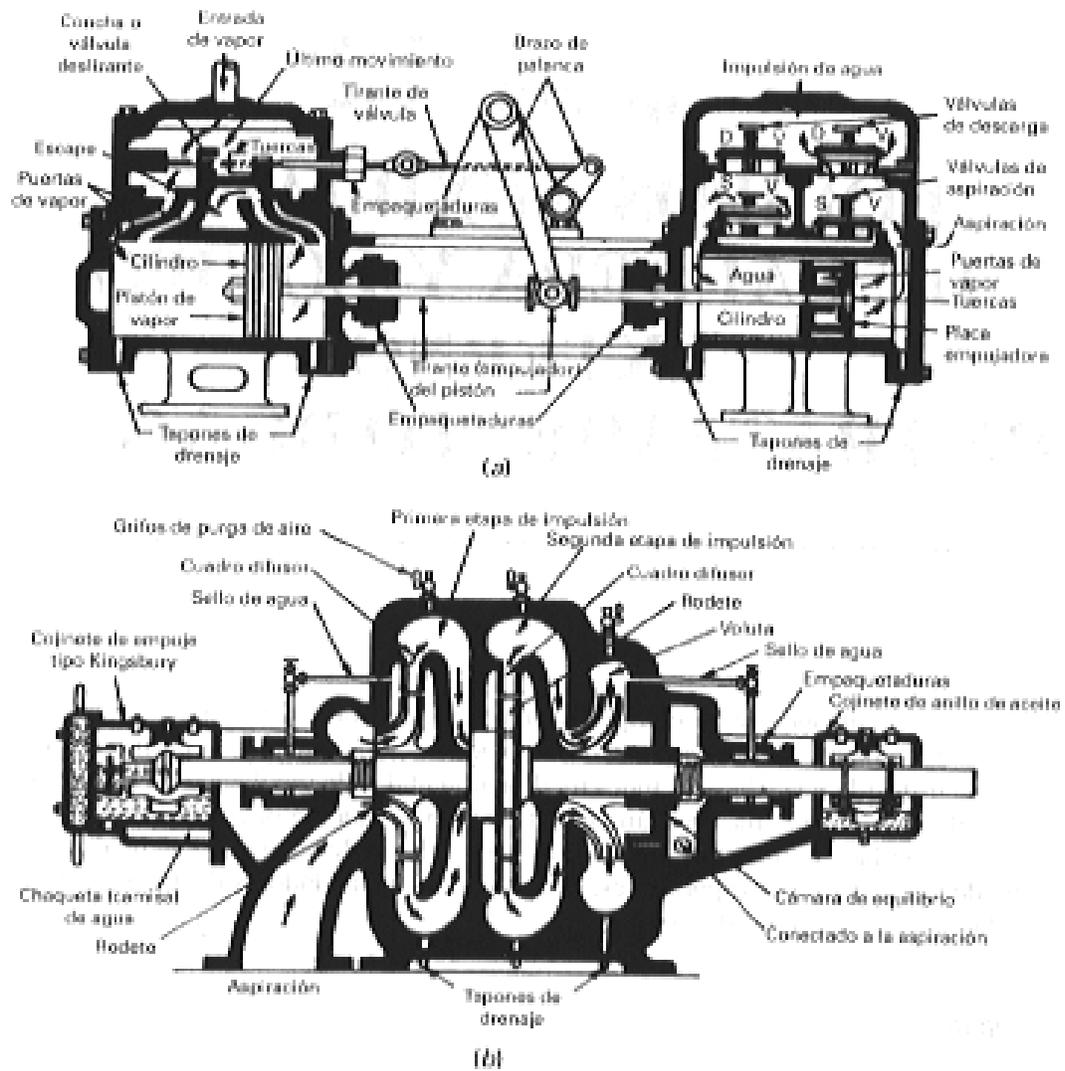
Las bombas alternativas o recíprocas de tipo vapor se clasifican como de acción directa, si el cilindro motor de vapor está en línea con el cilindro de bombeo (caballito de vapor), o accionadas por la potencia del vapor, si el motor de vapor tiene cigüeñal, volante y cruceta deslizante. El término simple significa que tiene un solo cilindro de agua. El término doble acción significa que bombea agua por ambos lados del pistón o émbolo buzo (sumergido) de la bomba.

Una bomba dúplex del tipo de acción directa de vapor tiene dos cilindros de agua cuya operación está coordinada para obtener la presión final deseada. Una bomba dúplex puede también estar accionada por un motor de vapor, cigüeñal, volante y cruceta. Las bombas triples tienen tres cilindros de agua en paralelo; pueden estar accionadas por vapor, y son de acción directa accionadas por vapor o tienen accionamiento por motor eléctrico.

Las bombas alternativas se accionan también mediante motores eléctricos, diesel, de gas y turbinas de vapor, bien sea por accionamiento directo del eje o por medio de cajas reductoras.

Las bombas alternativas o recíprocas deben llevar empaquetaduras para evitar que el agua perdida pase al pistón o émbolo buzo y también por donde el eje sale del cilindro, llamadas empaquetaduras de glande. En la figura 8 se muestran algunos tipos de bombas utilizadas para alimentación de agua de calderas.

Fig. 8. Bombas de alimentación de calderas a) Caballito o tipo Dúplex de acción directa del vapor. b) Centrífuga multietapa.



Fuente: Anthony L. Kohan, **Manual de calderas vol. II**, pag. 476

Bombas centrífugas

Este tipo de bomba tiene su componente principal en una envolvente o casing-corona dentro de la cual un rotor da vueltas. El fluido a bombear se dirige a través de la tubería de entrada al centro de la bomba, denominado centro de oído por rodete. El rodete dirige el agua radialmente a través de los pasos del rodete y esto desarrolla presión por conversión de la energía cinética. Las volutas convierten la energía de velocidad en energía de presión. En la bomba de tipo difusor o turbina, unos alabes-guía están colocados entre el rodete y la envolvente o casing; pero la transformación de energía de velocidad en presión sigue el diseño de la volutas del casing.

Datos y términos de bombeo

Los siguientes datos se aplican a bombas que utilizan agua:

1 psi manométrica (efectiva) = 2.31 pies de agua $C a = 0.693$ M C A = 0.07 kg/cm²

1 pie de columna de agua = 0.434 psi = 0.3 M. C A = 0.03 kg/cm²

1 pie cúbico de agua = 62.4 libras en peso = 28.3 kilos = 0.028 metros cúbicos = 28 litros de agua.

1 pie cúbico de agua = 7.48 galones americanos = 6.24 galón imperial = 0.028 metros cúbicos = 28 litros.

1 galón americano = 1.33 libras en peso.

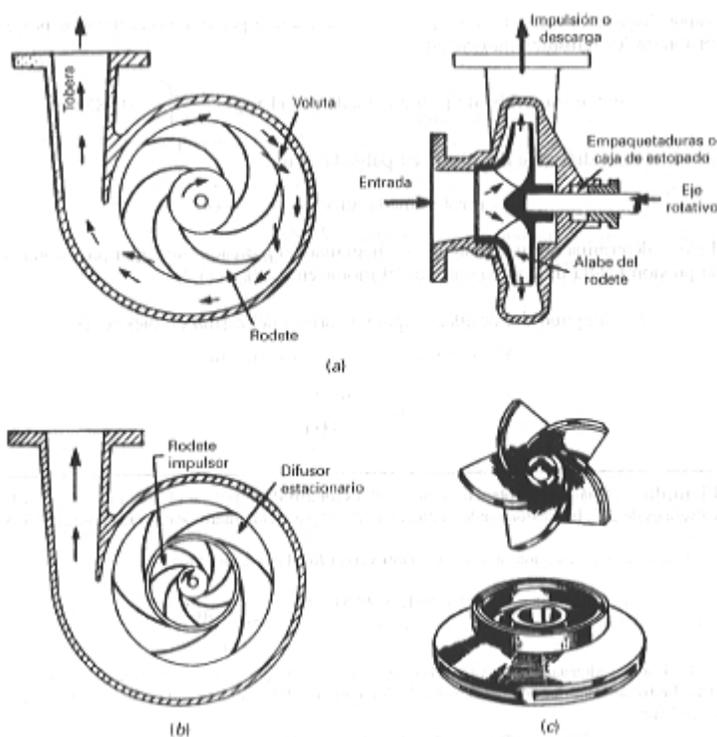
1 galón imperial = 10 libras en peso.

1 galón americano = 231 pulgadas cúbicas = 3.785 centímetros cúbicos = 3785 decímetros cúbicos = 4539 litros.

1 HP = 33.000 pies x lb/min de trabajo = 4.495 Kg x mts/min = 74.91 kgmts/seg = 75kgmts/seg.

En la figura 9 se muestran algunas características de bombas centrífugas.

Fig. 9. Características de bombas centrífugas. a) Rodete y casing de bomba centrífuga tipo voluta. b) Bomba centrífuga tipo difusor y casing envolvente. c) Rodetes de tipo cerrado y abierto.



Fuente: Anthony L. Kohan, **Manual de calderas vol. II**, pag. 482

Bombas centrífugas multietapas

Este tipo de bombas se utilizan para presiones de servicio no alcanzables por las bombas de una sola etapa, y se encuentran en servicio tales como suministros de agua, incendios, alimentación de calderas y bombas de carga de refinería e industrias petroquímicas. Las bombas de etapa múltiple pueden ser del tipo de voluta o difusor.

Las bombas del tipo de voluta (o envolvente) normalmente tienen rotores de aspiración simple con la mitad de las entradas del rotor en una dirección y la mitad en dirección opuesta para equilibrar las fuerzas de empuje axiales. En las bombas del tipo difusor, la entrada del rodete normalmente se enfrenta y coloca en una dirección con la fuerza de empuje axial neutralizada por una disposición de presión diferencial, pistón de equilibrado o calderín. La presión diferencial no equilibrada a través de cada rodete crea un empuje axial hacia la aspiración final que está equilibrada por un pistón

Desequilibrado localizado cerca del final del último rodete al lado final fuera del rotor. Los cojinetes de empuje Kingsbury en el apoyo o cojinete exterior se usan también para absorber cualquier fluctuación originada por funcionamientos anormales.

La bomba centrífuga no se considera como una bomba de desplazamiento positivo, como la bomba alternativa o caballito de vapor. Todas las bombas centrífugas están diseñadas para operar con líquidos. Siempre que se forman mezclas de líquido y vapor o aire, pueden esperarse daños para la vida de los elementos rotativos. Si el líquido está a temperatura elevada o el vapor está presente en el agua de alimentación de caldera, puede ocurrir también una destrucción rápida del casing o carcasa envolvente de la bomba.

Bombas tipo barrilete

Las bombas centrífugas tipo barrilete no tienen su casing o envolvente separada en horizontal, sino que consta de una doble caja cilíndrica con acceso a las partes interiores de la bomba a través de cabezales finales removibles. Estas bombas tipo barrilete se utilizan para alimentación de calderas de alta presión de hasta 6000 psi y 600 °F de temperatura. Para el servicio normal de hasta 2600 psi la bomba gira a 3600 rpm y tiene 12 o más etapas.

Las curvas de rendimiento de bombas centrífugas se usan para mostrar las relaciones de altura (presión), potencia y rendimiento a varias velocidades.

Leyes de las bombas centrífugas

Las leyes de las bombas centrífugas han sido establecidas para relaciones aproximadas, que son útiles para indicar las tendencias de rendimiento. Las derivaciones y consecuencias de estas leyes de las bombas centrífugas se tratan en los textos de mecánica de fluidos.

Para una bomba que trabaja a velocidad constante:

- La presión total varía en relación directa con el cuadrado del diámetro del rodete, D^2 .
- El caudal de la bomba varía en relación directa con el cubo del diámetro del rodete, D^3 .
- La potencia desarrollada por la bomba varía en relación directa con D^5 , siendo D el diámetro del rodete.

Para una bomba centrífuga funcionando a diferentes velocidades:

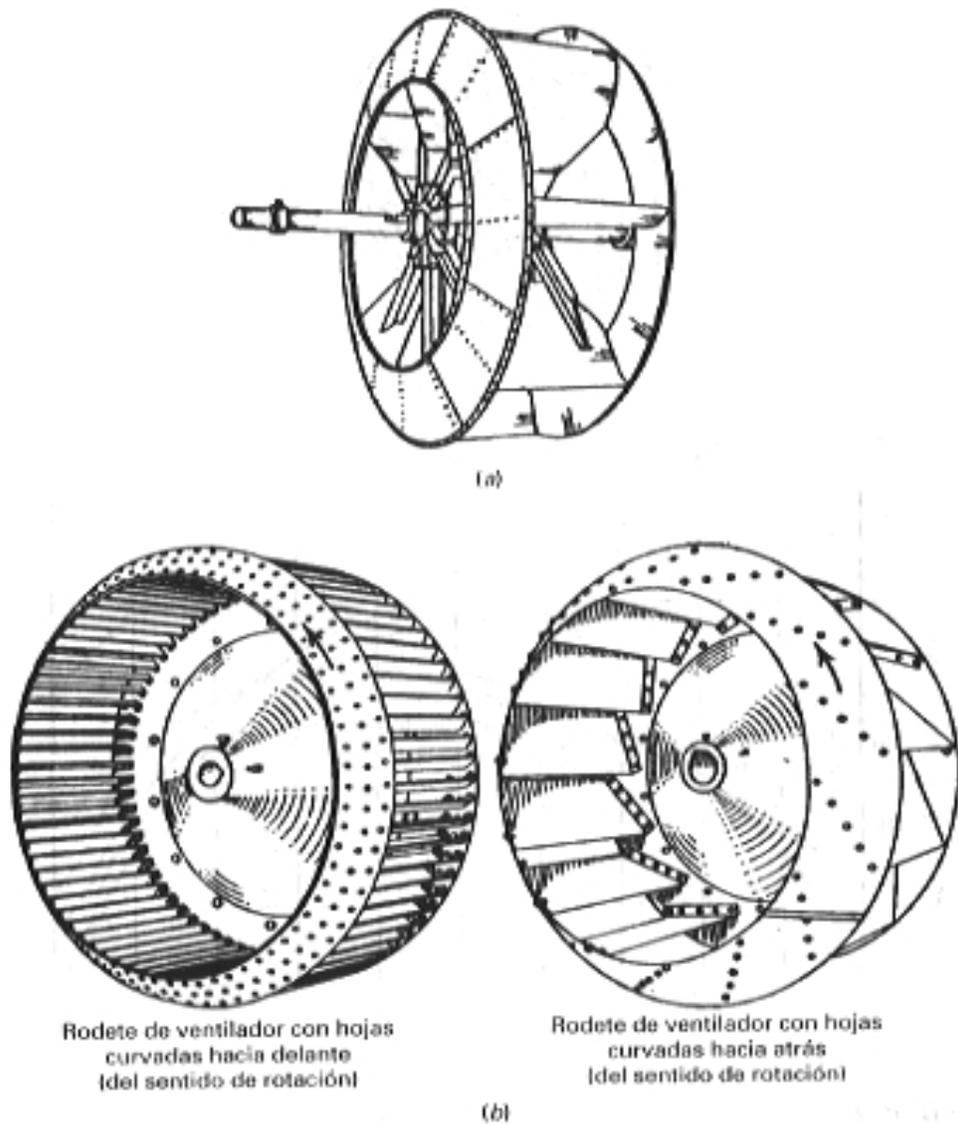
- El caudal de la bomba varía en relación directa con la velocidad, N .
- La presión total varía en relación directa con el cuadrado de la velocidad, N^2 .
- La potencia del fluido desarrollada por la bomba varía directamente con el cubo de la velocidad, N^3 .

1.2.1.4. Ventiladores

Los ventiladores de tiro inducido impulsan los productos de la combustión de una caldera y los dirigen a la chimenea para su descarga a la atmósfera. El ventilador de tiro forzado toma aire de la atmósfera y lo entrega a través de conductos y precalentadores de aire a los quemadores, e incluso lo introduce directamente en el hogar, dependiendo del tamaño de la caldera y su disposición. Los ventiladores de tiro forzado producen alguna presión de aire y, si la envolvente de la caldera no es estanca, los gases del hogar pueden escapar a la sala de calderas a través de juntas o grietas no estancas. En las plantas calentadas por carbón, la sala de calderas puede comenzar a estar cubierta por carbón inquemado y cenizas. Esto puede ser una penalización para la operación con una presión positiva en el hogar (sobrepresión). En un hogar en depresión (presión negativa), el ventilador de tiro inducido crea unas condiciones de vacío parcial en el hogar y el aire atmosférico penetra en él a través de juntas defectuosas o grietas de la cubierta del hogar. Esto reduce la eficiencia o rendimiento de combustión introduciendo exceso de aire en el hogar. Para hacer menor los efectos de las fugas se usa el tiro equilibrado en los sistemas grandes de calderas; esto mantiene un ligero vacío en el hogar, del orden de 0.1" (0.25 cm) vacío en columna de agua.

En la figura 10 se muestran algunos tipos de ventiladores utilizados en la operación de generadores de vapor.

Fig. 10. Rodetes de ventilador de chapa de acero y multiálabe. a) Rodete de ventilador de chapa de acero utilizado para bajas velocidades. b) Los ventiladores multiálabes pueden tener las hojas curvadas hacia delante o hacia atrás (del sentido de rotación).



Fuente: Anthony L. Kohan, **Manual de calderas vol. II**, pag. 493

Leyes de rendimiento del ventilador centrifugo

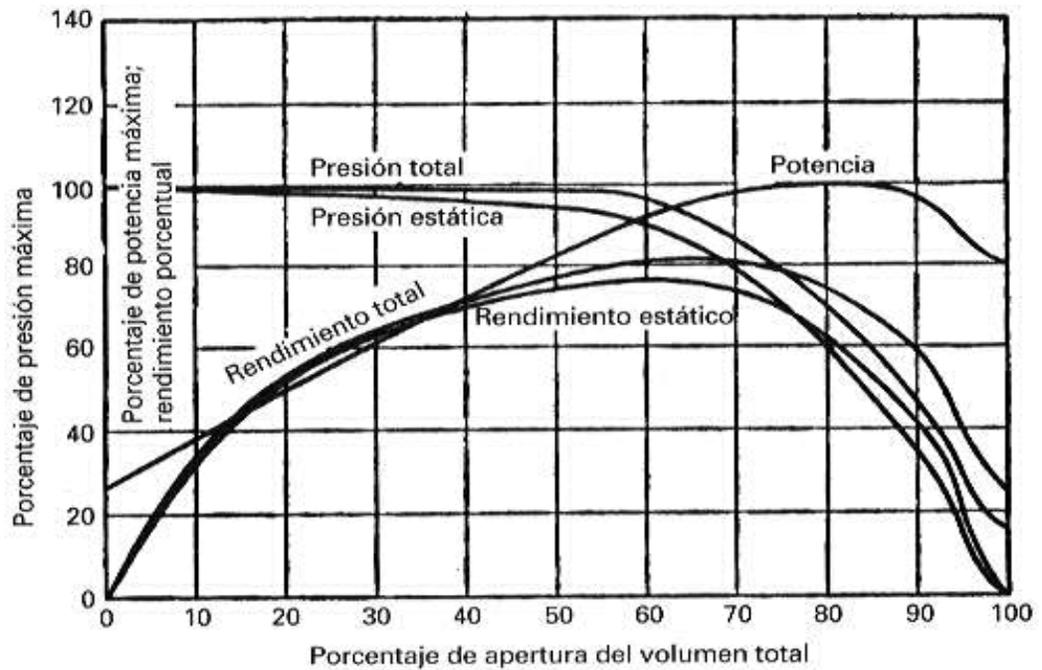
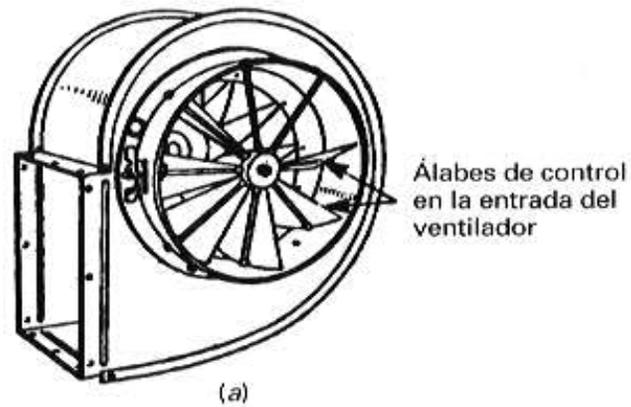
De modo similar a las bombas centrifugas, para un ventilador determinado, su sistema de conductos y densidad del aire, existen las siguientes relaciones sobre rendimiento, como se muestra en la figura 11a y 11b.

- El caudal varía en relación directa con la relación de velocidades.
- La presión estática varía como la relación de velocidades.
- La velocidad y el caudal varían como la raíz cuadrada de la presión estática.
- La potencia varía como el cubo de la relación de velocidades o de caudales.
- La potencia varía como $3/2$ de la potencia de la relación de presiones estáticas.
- La velocidad del aire varía directamente con la relación de velocidades o de caudales.

Cuando la presión estática es constante a la salida del ventilador, se aplican las reglas siguientes.

- El caudal y la potencia varían como el cuadrado del diámetro del rodete.
- La velocidad varía inversamente con la relación de diámetros.
- A presión estática constante, la velocidad, caudal y potencia varían inversamente con la raíz cuadrada de la relación de densidades del aire.
- A caudal y velocidad constantes, la potencia y presión estática varían directamente con la relación de densidades del aire.

Fig. 11. a) El control para este diseño es por álabes reglabes en oído de aspiración del ventilador. b) Curvas típicas de rendimiento para un ventilador multipala de álabes curvados hacia atrás.



Fuente: Anthony L. Kohan, **Manual de calderas vol. II**, pag. 494

Operación y mantenimiento de ventiladores

Los ventiladores y soplantes deberían arrancarse con caudal mínimo y aumentado gradualmente hasta carga plena para evitar golpes de ariete sobre los componentes de la instalación y también evitar la sobre intensidad o sobrecarga eléctrica del arranque del motor eléctrico. Como toda maquinaria, debería mantenerse limpia y libre de depósitos; de otro modo, pueden producirse el ataque por corrosión y el desequilibrio con los resultados de la producción de vibraciones. Los ventiladores y soplantes deben preservarse de la acción destructiva de un funcionamiento prolongado con vibración normal. Por esta razón, un chequeo diario debería incluir un control de la vibración para evitar problemas mayores.

Los ventiladores y soplantes críticos, y los situados fuera de la atención del operador, deberían tener tomas de vibración que demostraran esta vibración en las salas de control para mantener una monitorización constante. Las causas de la vibración pueden incluir la falta de fijación de las cimentaciones o cimentaciones débiles, desequilibrio debido a desgastes erosivo, como el producido en los ventiladores de tiro inducido por las cenizas volantes, roturas por diseños de ángulos afilados y roturas por tensiones corrosivas, por citar unos pocos. Por tanto, los ventiladores deberían ser inspeccionados internamente cada año para detectar desgaste e incrustaciones en los álabes y sus fijaciones. Esto es especialmente aplicable a ventiladores asignados a trabajo en condiciones críticas y a aquellos cuyos costes de reparación o sustitución son especialmente elevados.

Una lubricación adecuada y el mantenimiento de la calidad del aceite lubricante son otras importantes tareas de los operarios que tienen ventiladores y soplantes bajo sus cuidados y control.

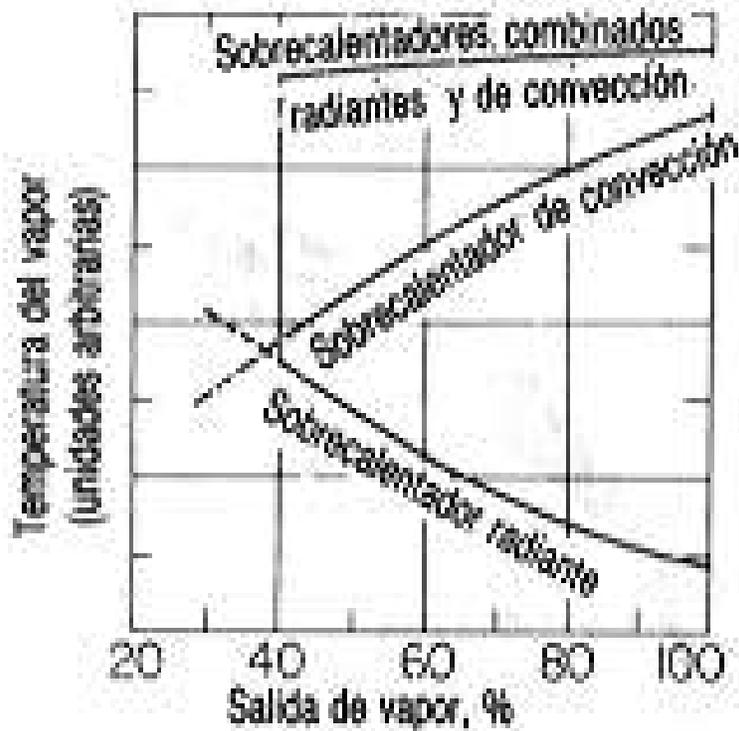
1.2.1.5. Sobrecalentadores

La adición de calor al vapor después de la evaporación, o cambio de estado, viene acompañada por un aumento en la temperatura y la entalpía del fluido. El calor se agrega al vapor en componentes de la caldera llamados sobrecalentadores y recalentadores, los cuales se componen de elementos tubulares expuestos a los productos gaseosos a alta temperatura de la combustión.

Las ventajas del sobrecalentamiento y recalentamiento en la generación de potencia son resultado de la ganancia termodinámica en el ciclo de Rankine y de la reducción de las pérdidas de calor debidas a la humedad en las etapas de baja de presión en la turbina. Con presiones y temperaturas altas del vapor se dispone de más energía útil, pero los avances hacia temperaturas altas del vapor a menudo son restringidos por la resistencia mecánica y a la oxidación del acero y de las aleaciones ferrosas con los que se cuenta en la actualidad y son económicamente prácticos para su uso en la parte a presión de las calderas y en las construcciones de álabes de las turbinas. El término sobrecalentado se aplica al vapor de más alta presión y el de recalentado se refiere al vapor de presión más baja que ha liberado parte de su energía durante la expansión en la turbina de alta presión. Con presión de vapor inicial alta pueden emplearse una o más etapas de recalentamiento con el fin de mejorar la eficiencia térmica.

La cantidad de calor absorbida y la cantidad de sobrecalentamiento alcanzada depende del tamaño, ubicación y disposición de las superficies absorbentes del calor; las diferenciales de temperatura entre el gas, el metal del tubo y el vapor, y los coeficientes de transferencia del calor. En la figura 12 se muestran las características vapor-temperatura de los sobrecalentadores radiante y de convección, así como el efecto de usar una combinación de estos tipos para producir una temperatura más uniforme del vapor sobre un amplio intervalo de operación.

Fig. 12. Comparación entre las características de los sobrecalentadores radiantes y de convección.



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 9-24.

Los sobrecalentadores predominantemente del tipo radiante por lo común se disponen para exposición directa a los gases del hogar y, en algunos diseños, forman parte de la cubierta de éste. En otros diseños, la superficie se dispone en la forma de espiras tubulares o planchas, con amplio espaciado lateral, extendiéndose hacia el hogar. Esta superficie se expone a los gases a alta temperatura del hogar que se mueven a velocidades relativamente bajas y la transferencia de calor es principalmente por radiación.

Los sobrecalentadores del tipo de convección se instalan más allá de la salida del hogar, donde las temperaturas del gas son más bajas que las de las zonas en las que se usan los sobrecalentadores del tipo radiante. Por lo común, los tubos se disponen en la forma de elementos paralelos, con poco espaciado lateral, y en bancos de tubos que se extienden parcial o completamente a través del ancho de la corriente de gas, con el gas fluyendo a través de los espacios relativamente angostos entre los tubos. Se obtiene gastos elevados de gas y, en consecuencia, velocidades altas de transferencia de calor por convección a expensas de la caída de presión del gas a través del banco de tubos.

El gasto del vapor a través de los tubos del sobrecalentador debe ser lo suficientemente alto como para mantener las temperaturas del metal dentro de límites seguros de operación y asegurar la buena distribución del flujo a través de todos los elementos conectados en los circuitos en paralelo. Puede lograrse lo anterior mediante arreglos que produzcan pasos múltiples del flujo de vapor a través de los bancos de tubos del sobrecalentador.

El espaciado de los elementos tubulares en el banco de tubos y, como consecuencia, el gasto del gas y la transferencia de calor por convección son regidos principalmente por los tipos de combustible que se quema, las consideraciones de pérdida de tiro y las características de incrustación y erosivas de las cenizas del combustible arrastradas por la corriente de gas.

Los sobrecalentadores por estar expuestos a los gases de la combustión son muy vulnerables a incrustaciones por residuos presentes en los gases, razón que afecta la eficiencia de transferencia de calor, y por consiguiente la eficiencia del generador de vapor. Por lo anterior se recomienda que se limpien los elementos de los sobrecalentadores cada vez que salga de servicio el equipo.

1.2.1.6. Líneas de conducción de vapor

Tubería

Tubo común y tubos especiales

El tubo comercial y los tubos especiales se agrupan en varias clasificaciones, por lo común basadas en la aplicación o el uso y no en el método de fabricación. La mayor parte de los productos tubulares quedan en algunas de tres clasificaciones muy amplias:

1. Tubo común
2. Tubos especiales de presión
3. Tubos especiales mecánicos

Además de la anterior clasificación existe una clasificación más, que es la clasificación por método de producción.

Clases de tubería comúnmente utilizadas

Tubo Estándar

El tubo para servicio mecánico se produce en tres clases de espesor de pared: peso estándar, extrafuerte y doble extrafuerte. Se consigue como tubo soldado o sin costura, con acabado y tolerancias dimensionales comunes, producido en tamaños hasta de 12 pulgadas de diámetro nominal. Este tubo se emplea para fines estructurales y mecánicos. Para ciertas aplicaciones se tienen otros requisitos respecto al tamaño, acabado superficial y rectitud.

Tubo de presión

Este tubo se emplea para conducir fluidos o gases a temperaturas o presiones normales, debajo de cero o elevadas, o combinaciones de ambas condiciones. En general no se le sujeta a la aplicación de calor desde el exterior. Los límites de tamaños son desde un tamaño nominal de 1/8 pulgadas hasta un diámetro exterior real de 36 pulg. Se producen en varios espesores de pared. La tubería de presión se obtiene en longitudes diversas, con extremos roscados o lisos, según se requiera. Generalmente este tipo de tubo es probado hidrostáticamente en la fábrica.

Tubo para conductos

Este tubo es sin costura o soldado, se produce en tamaños desde un diámetro exterior nominal de 1/8 pulgada hasta un diámetro exterior real de 48 pulgadas. Se emplea principalmente para conducir gas, petróleo o agua. El tubo para conductos se produce con extremos lisos, roscados, biselados, ranurados, con bridas o expandidos, según se requiera para los diversos tipos de acopladores mecánicos, o para juntas soldadas. Si se necesitan extremos y acoplamientos roscados, es normal que se suministren acoplamientos con rebajo.

Tamaños de tubo estándar

El tubo estándar de presión, para conductos y otros, con extremos lisos para soldar o con extremos roscados, están estandarizados en dos rangos. Los diámetros de 12 pulgadas y menos tienen un tamaño nominal que representa de manera aproximada el del diámetro interior del tubo de peso estándar. El diámetro exterior nominal es estándar, sin importar el peso. El aumento en el espesor de pared da por resultado una disminución del diámetro interior.

La estandarización de los tamaños de tubo por encima de las 12 pulgadas se basa en el diámetro exterior real, el espesor de pared y el peso por pie.

En el anexo 1 se muestran las clasificaciones principales de los tubos y algunos ejemplos de aplicaciones.

Para materiales especiales, resultan útiles las ecuaciones que se dan a continuación, relacionadas con los pesos de los tubos y de su contenido.

$$\text{Peso del tubo, lb/pie} = F \times 10.68 \times T \times D - T$$

En donde T = espesor de pared, pulgada;

D = diámetro exterior, pulg;

F = factor de peso relativo.

El cálculo del peso del tubo se basa en el acero de bajo carbono que pesa 0.2833 lb/pulg² y se extiende a otros materiales mediante el factor F:

Factor de peso relativo, F

Aluminio	0.35
Latón	1.12
Fundición de hierro	0.91
Cobre	1.14
Acero inoxidable	1.02
Acero	1.00
Hierro forjado	0.98

Designaciones de las cédulas de tubería

Para el cálculo de las cédulas de la tubería se utiliza la siguiente fórmula

$$\text{No. De Cédula} = 1000 \times P/SE$$

En la que P es la presión de operación en lb/plg² manométrica, S es el esfuerzo permisible, lb/plg², y E es el factor de calidad. En los anexos 2 y 3 se muestran valores de factor de calidad para algunos materiales de tubería.

Expansión y flexibilidad

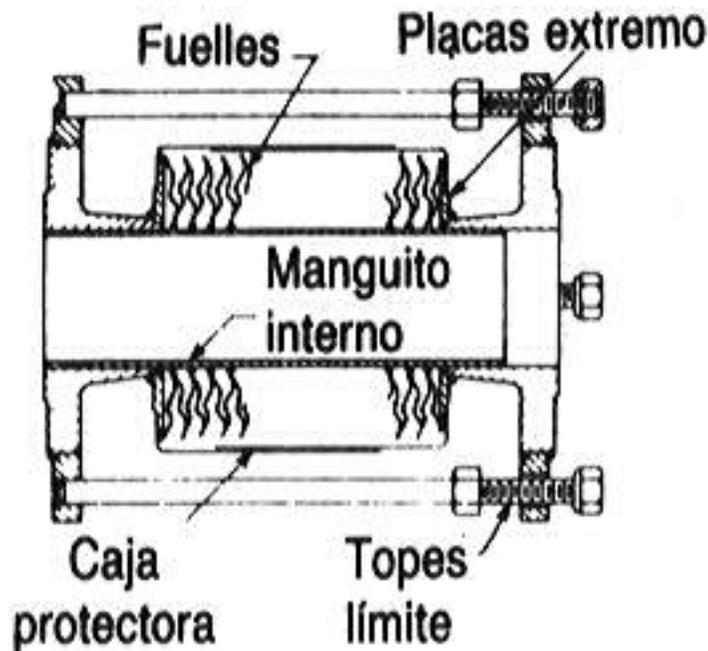
Los sistemas de tuberías tienen que diseñarse de modo que no fallen a causa de esfuerzos excesivos, que no produzcan empujes ni momentos excesivos en el equipo conectado y que no se ocasionen fugas en las juntas por la expansión del tubo.

Se consigue flexibilidad por cambios de dirección en la tubería mediante el empleo de curvas y espiras, o se toman disposiciones para absorber las deformaciones térmicas empleando juntas de expansión. Para mejorar la flexibilidad, todo el tubo o partes de él puede corrugarse; no obstante, en muchos sistemas se obtienen suficientes cambios por la forma geométrica de la instalación para que no sean necesarias juntas de expansión ni partes corrugadas del tubo. Una apropiada inserción forzada en frío es beneficiosa para ayudar al sistema de tuberías a alcanzar su condición más favorable. Debido al flujo plástico del material de la tubería, los esfuerzos en caliente tienden a disminuir con el tiempo, mientras que los esfuerzos en frío tienden a aumentar con el tiempo; su suma, llamada rango (límites) de los esfuerzos, permanece sustancialmente constante. Por esta razón no hay garantía en relación con los esfuerzos; para calcular las fuerzas y momentos, se tiene en cuenta el efecto del forzamiento en frío con el empleo de un factor que varía de 0 a 1 para una variación del forzamiento en frío de 0 a 100%.

Juntas de expansión para tuberías de vapor de agua

En muchos casos resulta más económico compensar la expansión térmica con el empleo de juntas de expansión. Para tuberías de vapor a baja presión, puede ser factible la utilización de juntas de expansión con empaquetadura; la experiencia ha indicado que a estas juntas es difícil darles mantenimiento cuando se usan en tuberías de alta presión. En la figura 13 se representa un tipo de junta que ha tenido éxito en servicio de presión y temperaturas altas. El fuelle está diseñado para absorber la deflexión axial o la lateral o bien una combinación de ambas. El manguito interior guía el movimiento de la junta y protege además al fuelle del contacto directo con el fluido que se está manejando.

Fig. 13. Junta de expansión para tubería de vapor. (Croll-Reynolds, Inc.)



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 8-234

Alivio de esfuerzos

Las juntas soldadas en todos los aceros al carbono cuyo espesor sea de $\frac{3}{4}$ pulgada o más tienen que aliviarse de esfuerzos a una temperatura de 1100 °F (593 °C) o mayor, durante un tiempo determinado a razón de cuando menos 1 hora por pulgada de espesor de pared del tubo (y en ningún caso menos de $\frac{1}{2}$ hora) dejándolas luego enfriar lenta y uniformemente. No se requiere el alivio de esfuerzos en juntas de tubería de acero al carbono cuyo espesor de pared sea menos de $\frac{3}{4}$ pulgada.

Las juntas soldadas en aceros de aleación con un espesor de pared de $\frac{1}{2}$ pulgada o mayor, que tengan un contenido de cromo que no exceda de $\frac{3}{4}$ %, y los aceros de baja aleación con un contenido total de aleación que no exceda de 2%, requieren el alivio de esfuerzos a una temperatura de 1200 °F (649 °C) o mayor, por un período a razón de, por lo menos, 1 h/pulg de espesor de pared, pero en ningún caso por menos de $\frac{1}{2}$ hora.

Las juntas soldadas en aceros de aleación que tengan un contenido de cromo que exceda de $\frac{3}{4}$ % o un contenido total de aleación que exceda de 2% excepto los aceros ferríticos de alta aleación (ASTM A240, A268) y los aceros auténticos, sin importar el espesor de pared, requieren alivio de esfuerzos a una temperatura de 1200 °F o más por un período a razón de, por lo menos, 1 h/pulg de espesor de pared, pero en ningún caso por menos de $\frac{1}{2}$ hora.

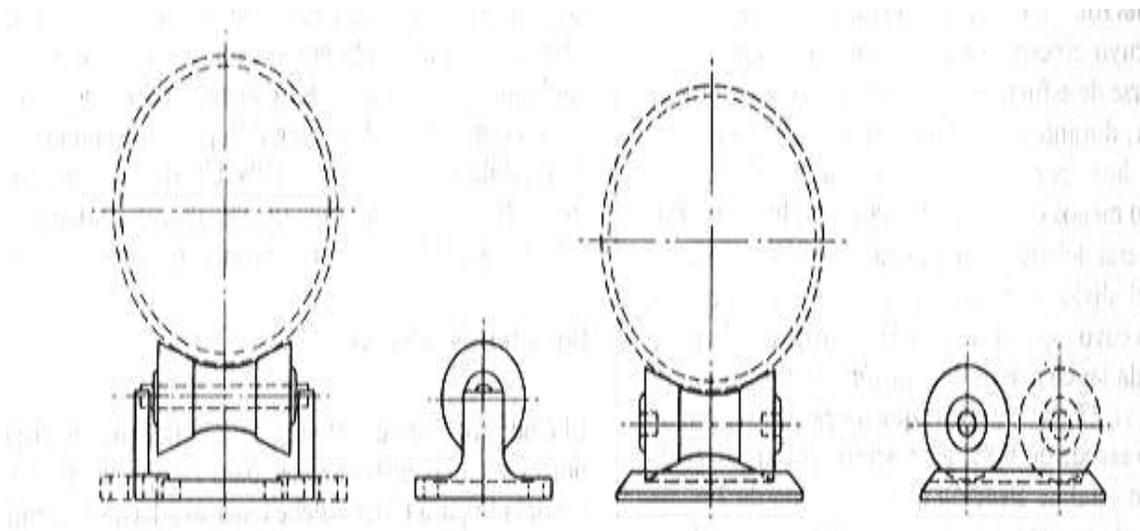
Soportes de tuberías

Existen muchos tipos de soportes para tuberías, pero en este caso solo se hará mención a algunos tipos. Un soporte apropiado para tubería debe tener una base resistente y rígida apoyada adecuadamente y un dispositivo regulable de rodillos que mantenga la alineación en cualquier dirección.

Es importante evitar la fricción producida por el movimiento de la tubería en su soporte y que todas las partes tengan la suficiente resistencia para mantener la alineación en todo momento. Los suspensores de alambre, de flejes o cintas de hierro, de madera, los contruidos con tubo pequeño y los que tienen un soporte de tubo vertical no conservan la alineación.

La dirección de la expansión de un tramo de tubería puede predeterminarse anclando un extremo, ambos extremos o su punto medio. Los anclajes deben sujetarse firmemente a una parte rígida y fuerte de la estructura de la planta de energía y deben además unirse con seguridad al tubo, pues de no hacerlo así, será inútil cualquier accesorio para la absorción de la expansión y pueden originarse esfuerzos severos en partes del sistema de tubería. En la figura 14 se muestra un soporte para tubo sobre rodillos de fundición de fierro. Algunos soportes poseen en su diseño resortes, los cuales proporcionan un medio eficiente para absorber la vibración.

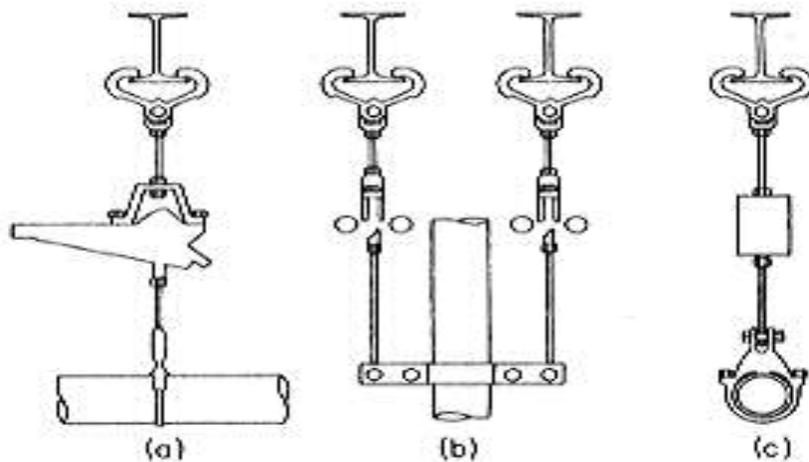
Fig. 14. Soportes para tubo sobre rodillos de fundición de fierro.



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecanico**, pag. 8-240

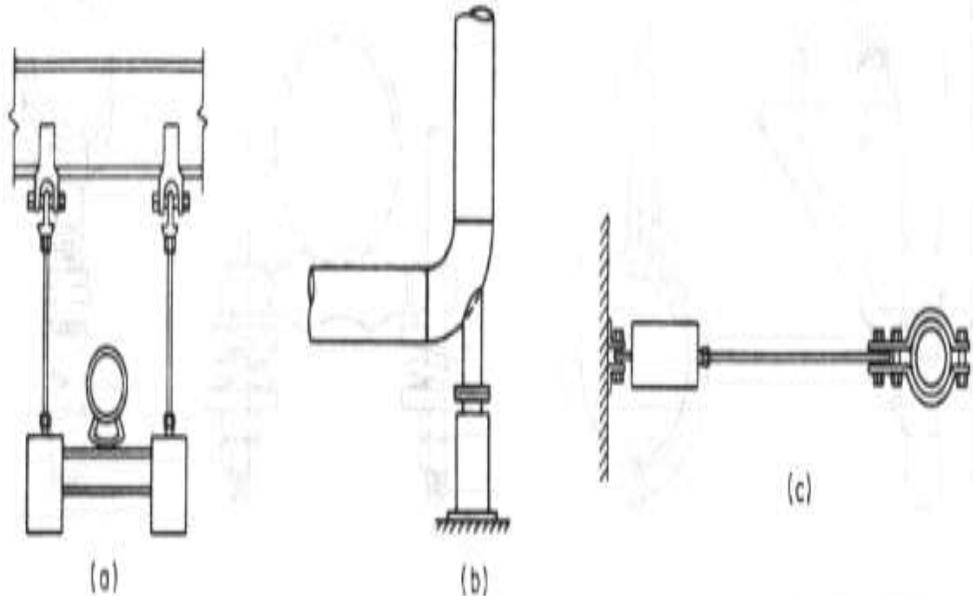
Al soportar un sistema de tubería a alta temperatura se necesita prevenirse contra la expansión y contracción debidas a cambios cíclicos. A menudo es posible encontrar, a lo largo del tramo de una larga tubería, un punto que no tenga movimiento y que sirva para soportar una considerable parte de la carga total por medio de un suspensor o soporte rígido. Sin embargo, para otras partes del tramo, se necesitará frecuentemente un soporte de resorte. Para tuberías relativamente ligeras, que no estén sometidas a movimientos excesivos entre sus posiciones caliente y fría, a menudo bastará un suspensor de resorte variable; para tuberías pesadas o para aquellas en las que los movimientos de expansión sean grandes, conviene emplear suspensores de apoyo constante con contrapeso, de modo que impidan la transferencia del peso que sustentan a otros suspensores o a las conexiones del equipo. Las partes a) y b) de la figura 15 indican, respectivamente, un tramo horizontal y otro vertical de tubería soportados por un suspensor de apoyo constante, en la parte c) se ilustran tramos soportados por suspensotes de resortes variable.

Fig. 15. Suspensores de apoyo constante y de resorte variable.



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 8-240

Fig. 16. Suspensores de resorte y tirante.



Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecanico**, pag. 8-240

1.2.2. Datos técnicos de diseño de operación del generador de vapor

Para operar el generador de vapor a presión de 600 psi, se tenían ya definidos los parámetros bajo los cuales se basaría la operación, tales como parámetros de combustión, aire de la combustión, calidad del bagazo entre otros. Dichos parámetros eran analizados todos los días de operación de la zafra para llevar históricos de operación del generador de vapor.

La operación del generador de vapor es automática y es operado desde una sala de control por medio de una computadora, en la cual ya se tienen definidos los parámetros de operación a los cuales debe regirse. Toda la operación queda registrada en los históricos de la computadora.

A continuación se presentan algunos parámetros de diseño esperados en la operación del generador de vapor a 600 psi.

Agua de alimentación

Temperatura 257 °F

Presión 771 psi

Entalpía 228.75 Btu/lbm

Vapor en la salida de la caldera

Temperatura 750 °F

Presión 600 psi

Entalpía 1377 Btu/lbm

Flujo de vapor 220000 lb/hr

Bagazo

Humedad 51%

Poder calorífico sup. 8280 Btu/lbm

Poder calorífico sup. Húmedo 4057.20 Btu/lbm

Aire

Humedad 70%

Temperatura del aire ambiente 98.6 °F

Combustión

Temperatura de gases en la chimenea 369 °F

Exceso de aire 44 %

O₂ 7 %

C O₂ 14 %

CO 0 ppm

El generador opera utilizando agua de alimentación proveniente de la fábrica utilizada en los procesos de la elaboración de la caña de azúcar. Tratándose el agua con producto químico para obtener una mejor calidad del agua para evitar dañar las turbinas de vapor.

El bagazo que es utilizado para la operación del generador de vapor proviene del tandem B de molinos, el cual debe mantenerse con una humedad del 51 % para poder lograr una buena operación. Este objetivo es muy variable ya que depende de varios factores en los que se involucra la operación de los molinos y el patio de caña, haciendo variar la humedad del bagazo desde 50 % a 52 %.

El generador de vapor no opera a su capacidad de flujo de vapor máxima, ya que el vapor se introduce a un cabezal donde se conduce el vapor de los generadores de vapor # 4 y # 7. Esto provoca que el generador de vapor # 6 se mantenga prácticamente como un relleno de vapor y cuando se tienen problemas en los otros generadores de vapor de 600 psi, el generador de vapor # 6 proporciona mas vapor llegando así a su capacidad máxima.

1.3. Análisis de la eficiencia del generador de vapor

1.3.1. Eficiencia del generador de vapor

Las unidades generadoras de vapor se diseñan para condiciones específicas de operación y, en general, se venden con una garantía de rendimiento. Por lo común, se especifica la capacidad nominal de la caldera y se garantiza en términos de la salida de vapor (lb/h), a una presión y temperatura dadas a plena carga, o bien, operación continua máxima. Si el vapor se recalienta, la capacidad nominal incluye este requisito en términos de la cantidad de vapor recalentado, a presiones y temperaturas prescritas del vapor a la entrada y a la salida.

En general, se garantiza la eficiencia o la temperatura del gas que sale de la unidad, con una capacidad especificada de operación y, con esta capacidad nominal, también pueden garantizarse la pérdida de tiro y la calidad o pureza del vapor. Si el equipo componente, como los alimentadores, los pulverizadores, quemadores y calentadores del aire son suministrados por fabricantes diferentes, es costumbre que los diversos fabricantes garanticen el rendimiento de los componentes por separado y entonces, a su vez, los garantiza el contratista principal.

Los balances de calor toman en cuenta la energía térmica que entra al sistema en términos de su última absorción útil de calor o pérdida térmica. El calor de entrada se predice con base en la inyección de combustible por hora, el valor calorífico de calentamiento del combustible y cualquier otro calor adicional suministrado por una fuente exterior. El calor presente en el aire precalentado para la combustión, que se obtiene de un precalentador de aire integrado a la unidad de la caldera, no se considera en la determinación de la entrada de calor, ya que este calor se recicla dentro del sistema.

La absorción de calor en una caldera se calcula a partir de la rapidez de salida del vapor y el aumento en la entalpía del fluido, desde las condiciones en las que se encuentra el agua de alimentación hasta las que se tienen a la salida del sobrecalentador. La cantidad de calor absorbida por el vapor al pasar por el recalentador, si se usa, se agrega al calor absorbido en la caldera, el economizador y el sobrecalentador. En la absorción total de calor también debe tomarse en cuenta todo vapor generado que se desvía para que no pase por el sobrecalentador. En general, la absorción de calor se determina en la cantidad por hora.

En su forma más sencilla,

$$\text{Eficiencia (\%)} = [(\text{calor absorbido, Btu (cal)/h})/(\text{entrada de calor, Btu (cal)/h})] \times 100$$

Tanto la entrada de calor como la absorción del mismo pueden ser cantidades muy grandes; por consiguiente, a menos que se tomen precauciones extremas en el muestreo y la medición de las cantidades de combustible y de vapor, es difícil obtener datos de prueba que tengan el grado de exactitud requerido para determinar la eficiencia real de la unidad de la caldera. Por esta razón es común establecer la eficiencia de la caldera con base en las pérdidas de calor, ya que cada una de las pérdidas térmicas es un porcentaje relativamente pequeño del calor que entra al sistema, y errores razonables en la medición no afectarán de manera apreciable el resultado final.

Las principales pérdidas térmicas son las que se deben al calor sensible en los gases que salen de la unidad, las pérdidas de calor latente asociadas con la evaporación de la humedad en el combustible y la formación de vapor de agua como resultado de la combustión del hidrógeno en el combustible, pérdida por el combustible no quemado, pérdida en la montadura de la caldera o la cubierta, debida a la convección y radiación externas, y pérdida en el foso de cenizas. La pérdida por el combustible no quemado puede establecerse por medio de un muestreo de los desechos y de la ceniza fina. La pérdida de calor en el foso de cenizas de las unidades grandes puede determinarse al medir la cantidad de agua evaporada al apagar las cenizas de la tolva del hogar o el tanque de escoria, y en las unidades pequeñas la pérdida del foso de cenizas se incluye en la pérdida del calor de la montadura. La suma de estas pérdidas de calor, expresada como un porcentaje de la entrada total del calor, es la pérdida total mensurable. Los datos de rendimiento anticipado o garantizado incluyen una tolerancia para el llamado margen del fabricante (pérdidas no cuantificables), del orden del 0.5% al 0.75%, según el tipo de combustible empleado. La eficiencia térmica de la unidad se establece al restar la suma de todas estas pérdidas al 100%.

Monitorización de la eficiencia energética o rendimiento de caldera

La monitorización del rendimiento de la caldera puede revelar una degradación por caída, que si es detenida y corregida puede incrementar la eficiencia de la misma en direcciones técnicas y financieras, quizás por reducción de costos de combustible. Se describirán e ilustraran dos métodos para calcular la eficiencia de la caldera por monitorización del rendimiento.

Método directo

El método directo es el más simple y fácil de aplicar y en el cual:

$$eficiencia = \frac{energia\ saliente}{energia\ entrante} \times 100$$

Es necesario estabilizar las condiciones de la caldera para ajustar el punto de consigna, de modo que las comparaciones puedan hacerse en las mismas condiciones operativas de la caldera.

Este método simplificado de obtener la eficiencia puede usarse para detectar tendencias de rendimiento por comparación de rendimientos previos con resultados normales. La mejor comparación se obtiene con una lectura de puntos de referencia cuando la caldera es nueva, o después de una limpieza y revisión general.

Para el análisis del rendimiento global de un generador de vapor, se relaciona el calor transmitido y la energía suministrada en forma de combustible, es decir,

$$Eficiencia = \frac{m_s (h - h_f)}{m_f \times F} \times 100$$

Este rendimiento del generador de vapor, en %; incluye caldera, recalentador, hogar, camisas de agua, calentador del aire y economizador. En esta ecuación m_f es el peso total de combustible quemado por hora, m^3 por hora tratándose de combustibles gaseosos, F es la potencia calorífica superior del combustible quemado, h es la entalpía del vapor a la presión, título o temperatura observados y h_f es la entalpía del líquido del agua de alimentación en las condiciones en que dicha agua llega a la caldera (o economizador).

Método indirecto

El método indirecto se llama también método de las pérdidas, y sigue cerca el método ASME de tabular las pérdidas cuando están ocurriendo. El rendimiento se determina de la siguiente manera:

$$\text{eficiencia} = \frac{\text{entrada de energía} - \text{pérdida}}{\text{entrada de energía}} \times 100$$

Este método exige medir los gases de combustión y también efectuar un análisis último del combustible. Su ventaja clave es que indica donde están ocurriendo las pérdidas, haciendo así posible aumentar la eficiencia si las pérdidas identificables pueden reducirse.

En el método indirecto deberán determinarse las siguientes pérdidas:

1. Pérdida debida a la humedad del combustible. Esto es especialmente aplicable al carbón que se lava o se almacena en el exterior. Para otros combustibles se considera una pérdida inherente con poca perspectiva de reducción, a no ser por un cambio o sustitución del combustible.

2. Pérdida debida a la combustión del hidrógeno del combustible que también forma agua (humedad) y va a la chimenea como vapor. El combustible y el aceite tienen la mayor cantidad de hidrógeno. Esta pérdida se considera también una pérdida inherente no controlable, a no ser que cambien las especificaciones del combustible.

3. Pérdida debida a la humedad del aire usado para la combustión. Esta es una de las razones para precalentar el aire de las calderas grandes de vapor; de otra manera se considera también una pérdida inherente originada por el uso del aire ambiente en la combustión del combustible.

4. Pérdida debida al calor llevado a la chimenea por los gases de combustión. Los factores que pueden inferir en esta pérdida incluirán:
 - a. El alto exceso de aire revelado por un análisis de los gases de combustión.

5. Suciedad o incrustación de las superficies de transferencia del lado del agua y del fuego o gases.
 - a. Pobre circulación del agua en comparación con los flujos del lado de gases de combustión.
 - b. Baffles de gases defectuosos que permitan el by-pass de transferencia térmica sin pasar sobre dichas superficies.
 - c. Velocidades de gases demasiado altas a través de la caldera (demasiado tiro), de forma que no hay campo suficiente para la transferencia de calor adecuada.

6. Pérdida debida a la combustión incompleta por.
 - a. Suministro de aire insuficiente.
 - b. Hogar frío a baja carga.
 - c. Pobre atomización o pulverización del combustible.

7. Pérdida debida a las cenizas de combustibles, especialmente aplicables a calderas de combustibles sólidos y producidas por:
 - a. Parilla de longitud insuficiente para la combustión completa del combustible (sólido).
 - b. Demasiada inyección de combustible por sobrecarga de la caldera.
 - c. Demasiada extracción de cenizas antes de que tenga lugar la combustión completa del combustible.

8. Pérdidas diversas por radiación, convección y fugas, tales como:
 - a. Débil aislamiento alrededor de la caldera y paredes.
 - b. Necesidades de reparación de los refractarios del hogar.
 - c. Tuberías, juntas, sellada de uniones y otras fugas por las paredes de la caldera.

Análisis de pérdidas

Las mayores pérdidas son las del calor que se va por la chimenea con los gases de combustión (o calor sensible) y de las de los no quemados combustibles del combustible y de las cenizas (en el caso del carbón) que se pierden y no contribuyen a la transferencia de calor. Muchas pérdidas de calor son atribuibles a los métodos de trabajo o prácticas de mantenimiento. Estas incluyen o comprenden:

1. No mantener una relación adecuada aire/combustible para asegurar una combustión completa y segura, y gastar calor con el aire en exceso.
2. Incrustaciones en el lado de agua por tratamiento pobre o inadecuado o un proceso de purga deficiente.
3. Ensuciamiento por el lado del fuego, tal como la acumulación de cenizas debido a un incorrecto soplado de las mismas.
4. Baffles o tabiques defectuosos en los pasos de gases que cambian la transferencia térmica del flujo de gases del lado del agua.

5. Atomización de combustible pobre o mala pulverización del carbón o de los combustibles sólidos que producen la combustión incompleta de los mismos. El humo es un indicador de combustión incompleta del combustible.
6. Tiro inadecuado que produce un paso rápido de los gases a través de la caldera evitando un flujo adecuado y una transmisión correcta del calor por convección y radiación.
7. Sobrecarga de fuego o combustible en la caldera, contribuyendo a que el combustible no quemado vaya a la chimenea con las cenizas.
8. Mantenimiento deficiente, incluyendo fugas de calor por el aislamiento mal conservado de las tuberías de conducción de vapor y del cuerpo de la caldera, pérdidas de vapor y combustible de los tubos de caldera o del sistema de combustible y por los refractarios estropeados.

Los cálculos de rendimiento y comparación de resultados con rendimientos previos ayudan a los operarios a identificar posibles orígenes de las pérdidas, de modo que se pueden efectuar las correcciones oportunas para mejorar la eficiencia de la caldera logrando así un ahorro en el combustible. Como ejemplo, los cálculos pueden efectuarse sobre una base mensual.

Ajuste de caldera y exceso de aire

El ajuste de caldera ha recibido una creciente atención como medio de aumentar el rendimiento de la combustión. El objetivo primario del ajuste es alcanzar la mayor eficiencia de combustión controlando el exceso de aire utilizado en quemar el combustible de caldera y también reducir las pérdidas de calor que van a la chimenea. También es posible alguna reducción en la potencia requerida por el ventilador de tiro forzado y del tiro inducido por medio de compuertas en el ducto o aún mejor por medio de variadores de velocidad en los motores de los ventiladores.

Se precisa mucho cuidado al operar con una relación de aire/combustible muy baja porque:

1. Puede tener lugar una combustión incompleta, que también puede producir pérdidas de calor por los no quemados que van a la chimenea.
2. Puede producir humo, que puede violar leyes y normativas medioambientales.
3. Una mezcla demasiado rica supone el riesgo de ignición del combustible no quemado en los pasajes de gas lo que puede producir una explosión.
4. Los depósitos de hollín de la combustión incompleta interfieren en el lado del fuego de la transferencia de calor, reduciendo así el rendimiento.

Aire teóricamente requerido (estequiométrico)

El aire requerido para quemar un combustible se determina haciendo un análisis final del combustible que se va a quemar y después utilizando los equivalentes decimales. La ecuación siguiente se usa para obtener el aire teórico W_{ta} requerido para quemar el combustible considerado en:

$$W_{ta} = 11.52C + 34.56 \left[H - \frac{O}{8} \right] + 4.32S$$

Aire real de combustión

Se necesita siempre una cantidad mayor que la de aire teórico para evitar los problemas antes descritos. El peso real del aire utilizado para quemar 1 libra (o un kg) de combustible se obtiene del análisis de gases de combustión utilizando los valores del análisis de combustible.

Los constituyentes principales de los gases de combustión se toman en volumen, pero se utilizan también los pesos moleculares para determinar el peso real de aire seco, W_{aa} , libra/libra de combustible quemado (o kg/kg que es lo mismo), como sigue:

$$W_{aa} = \left[\frac{28N_2}{12(CO_2 + CO)(0.769)} \right] \left[\frac{W_f C_f - W_r C_r}{100W_f} \right]$$

El generador de vapor operando bajo condiciones de 600 psi, generaba un flujo de vapor variable entre 120000lbs/hora y 200000 lbs/hora, aportando el vapor hacia la línea de 600 psi; misma línea a la cual aportaban el vapor la caldera # 4 y # 7.

El generador de vapor para generar una cantidad de vapor de 200000 lbs/hora, necesitaba de 94339.62 libras de bagazo por hora aproximadamente, a lo que equivalía una aportación de energía de 4057.20 Btu/hora por cada libra de bagazo. Tomando una temperatura de agua de alimentación de 257 °F, que es la temperatura a la cual regresa el condensado de la fábrica luego de ser usada en la elaboración del azúcar, un flujo de vapor de 200000 lbs/hora y condiciones de vapor de 600 psi y 700 °F, podemos aplicar la formula siguiente para obtener la eficiencia del generador de vapor.

$$\text{Eficiencia} = \frac{m_s (h - h_f)}{m_f \times F} \times 100$$

$$\text{Eficiencia} = \frac{200000(1350.36 - 225.72)}{4057.20 \times 94339.62} \times 100$$

Entonces el resultado nos queda de una eficiencia de 58.76 %.

Este rendimiento del generador de vapor, en %; incluye caldera, recalentador, hogar, camisas de agua, calentador del aire y economizador.

La capacidad de generación de vapor del generador # 6 estaba limitada debido a que alimentaba vapor hacia el mismo cabezal donde alimentaban vapor los generadores # 6 y # 7, como se mencionó anteriormente. Esto no implicaba que el generador de vapor no pudiera desarrollar toda su capacidad de generación sino que por las instalaciones de tuberías de conducción de vapor, predominaban los generadores # 4 y # 7.

Ahora con la modificación del generador de vapor # 6, alimentando exclusivamente al nuevo turbogenerador TGM de 15000 Kw, se podrá operar a su máxima capacidad de generación de vapor.

En la tabla V se muestran los datos de operación del generador de vapor # 6 de algunos días de la zafra de los años 2002-2003.

Tabla V. Datos de operación generador de vapor # 6 a 600 psi, antes de ser modificado

Fecha	Flujo de vapor	Presión agua de alimentación	Temperatura agua de alimentación	Presión de vapor	Temperatura de vapor	Poder calorífico del bagazo	Consumo de bagazo	Entalpía del agua de alimentación	Entalpía vapor de salida	Eficiencia del generador de vapor
	TON/HR	PSI	°F	PSI	°F	Btu/LB	LB/HR	Btu/LBm	Btu/LBm	%
01/12/02	83.28	765.32	253.49	608.46	766.45	4057.20	85451.38	222.15	1388.31	56.03
02/12/02	79.81	784.23	250.48	608.16	748.36	4057.20	81025.38	219.09	1378.1	56.28
03/12/02	76.79	795.25	255.89	614.21	775.31	4057.20	79575.12	224.59	1393	55.58
04/12/02	81.69	754.12	256.27	614.24	749.76	4057.20	84216.5	224.97	1378.59	55.16
05/12/02	86.28	765.15	255.90	616.03	772.70	4057.20	88492.3	224.6	1391.44	56.08
06/12/02	87.93	801.15	257.39	617.77	776.50	4057.20	91119.17	226.11	1393.49	55.53
07/12/02	93.49	778.45	254.46	607.77	834.11	4057.20	94434.34	223.13	1426.3	58.72
08/12/02	94.99	786.25	257.95	612.86	829.50	4057.20	99465.6	226.68	1423.5	56.34
09/12/02	90.75	784.26	252.06	610.70	873.07	4057.20	94041.45	220.7	1447.76	58.37
10/12/02	105.10	792.02	258.44	612.65	792.25	4057.20	110052.3	227.18	1402.59	55.33
11/12/02	108.46	789.25	256.06	605.26	805.64	4057.20	112979.17	224.76	1410.45	56.11
12/12/02	109.02	794.25	252.81	598.19	765.75	4057.20	112391.75	221.46	1388.44	55.80
13/12/02	110.49	792.02	255.27	597.74	760.37	4057.20	112744.89	223.96	1385.46	56.11
14/12/02	106.23	755.25	257.46	610.29	756.21	4057.20	108953.84	226.18	1382.47	55.57
15/12/02	109.70	764.01	256.90	601.62	750.15	4057.20	111938.77	225.61	1379.49	55.74
16/12/02	108.31	776.15	254.14	609.11	757.28	4057.20	111087.18	222.81	1383.13	55.77
17/12/02	106.10	784.00	255.74	620.32	764.46	4057.20	109381.44	224.43	1386.59	55.57
18/12/02	116.02	802.15	255.29	619.34	768.21	4057.20	119608.24	223.98	1388.75	55.69
19/12/02	118.14	797.14	255.58	621.02	760.92	4057.20	121169.23	224.27	1384.56	55.77
20/12/02	102.65	801.45	256.06	620.72	771.33	4057.20	104744.89	224.76	1390.43	56.31
21/12/02	99.09	771.25	256.98	627.31	754.28	4057.20	100598.98	225.7	1380.5	56.07
22/12/02	80.09	764.89	256.40	617.29	757.64	4057.20	82143.58	225.11	1382.91	55.65

23/12/02	97.06	785.25	256.70	616.01	756.35	4057.20	101104.17	225.41	1382.25	54.75
24/12/02	42.76	784.16	244.21	603.45	791.58	4057.20	44310.88	212.73	1402.65	56.60
30/12/02	63.88	784.15	247.33	601.98	691.25	4057.20	65855.67	215.9	1345.14	54.00
31/12/02	22.25	775.25	250.39	589.53	669.02	4057.20	23056.99	219	1333.04	52.99
01/01/03	107.22	801.78	250.11	604.15	760.80	4057.20	109969.23	218.72	1385.37	56.07
02/01/03	107.38	804.25	250.08	602.02	723.18	4057.20	11070.1	218.69	1363.75	547.52
03/01/03	104.59	776.71	250.92	619.14	764.53	4057.20	108383.42	219.54	1386.69	55.52
04/01/03	100.12	782.01	249.91	619.30	758.24	4057.20	102687.18	218.52	1383.14	55.97
05/01/03	102.80	768.48	248.89	622.23	799.04	4057.20	105435.9	217.48	1405.95	57.12
06/01/03	106.38	769.64	250.05	619.13	813.65	4057.20	108551.02	218.66	1414.31	57.76
07/01/03	102.08	791.03	252.45	619.83	783.84	4057.20	105782.38	221.09	1397.52	55.96
08/01/03	107.71	794.05	249.73	618.05	782.51	4057.20	109908.16	218.33	1396.85	56.93
09/01/03	103.23	793.84	249.40	622.39	780.03	4057.20	105876.92	218	1395.25	56.58
10/01/03	105.73	784.01	248.47	622.54	782.53	4057.20	107340.1	217.05	1396.65	57.28
11/01/03	107.19	779.25	240.23	624.64	783.18	4057.20	112240.83	208.7	1396.91	55.94
12/01/03	100.53	758.14	243.99	625.70	787.84	4057.20	104176.16	212.51	1399.48	56.46
13/01/03	93.89	794.2	246.54	623.10	787.32	4057.20	96297.43	215.1	1399.31	56.92
14/01/03	100.63	784.21	251.40	621.24	784.83	4057.20	103742.26	220.03	1398	56.33
15/01/03	106.11	778.19	250.90	620.83	785.60	4057.20	109391.75	219.52	1398.46	56.37
16/01/03	100.35	789.08	251.75	622.69	785.92	4057.20	102923.07	220.38	1398.55	56.63
17/01/03	100.35	799.76	251.45	622.89	783.67	4057.20	102923.07	220.08	1397.27	56.58
18/01/03	97.12	752.04	250.13	617.04	780.02	4057.20	99610.25	218.74	1395.5	56.56
19/01/03	95.26	795.28	250.59	619.45	783.79	4057.20	98175.25	219.21	1397.51	56.36
20/01/03	89.57	783.51	250.42	621.48	783.44	4057.20	91397.95	219.03	1397.21	56.92
21/01/03	54.36	795.24	239.20	563.69	661.94	4057.20	56625	207.65	1330.72	53.15
22/01/03	105.81	779.01	249.84	611.97	784.20	4057.20	109082.47	218.45	1398.1	56.41
23/01/03	47.99	784.05	245.90	612.28	778.37	4057.20	49220.51	214.45	1394.81	56.73
24/01/03	111.07	804.25	250.15	613.05	785.45	4057.20	113336.73	218.76	1398.75	57.00
25/01/03	94.80	775.68	249.75	604.13	772.43	4057.20	98750	218.35	1391.89	55.54
26/01/03	93.17	766.04	251.37	614.16	768.01	4057.20	96051.54	220	1388.9	55.89
27/01/03	82.09	772.05	248.77	605.94	755.66	4057.20	84194.87	217.36	1382.39	55.99
28/01/03	95.91	777.01	250.98	620.09	783.47	4057.20	98876.29	219.6	1397.29	56.31

29/01/03	89.69	803.12	250.02	613.93	783.96	4057.20	91055.83	218.63	1397.87	57.26
30/01/03	93.42	762.07	250.25	616.90	783.69	4057.20	94363.64	218.86	1397.57	57.52
31/01/03	91.05	785.04	252.09	613.78	787.26	4057.20	93384.61	220.73	1399.73	56.67
01/02/03	71.58	790.58	252.98	605.92	744.90	4057.20	73040.81	221.63	1376.2	55.78
02/02/03	87.44	759.87	251.02	618.45	796.00	4057.20	90611.4	219.64	1404.42	56.36
03/02/03	83.51	760.54	249.84	615.14	781.16	4057.20	86092.78	218.45	1396.24	56.32
04/02/03	59.79	785.15	253.15	614.05	778.11	4057.20	61958.55	221.8	1394.53	55.79
05/02/03	84.85	765.4	252.68	611.45	784.10	4057.20	87025.64	221.33	1398.07	56.56
06/02/03	77.52	766.58	251.98	615.36	775.02	4057.20	80750	220.62	1392.78	55.47
07/02/03	88.74	759.05	254.6	620.36	774.04	4057.20	91015.38	223.28	1391.98	56.17
08/02/03	81.42	745.04	254.2	618.45	785.07	4057.20	83081.63	222.87	1398.27	56.78
09/02/03	72.31	800.14	255.18	609.52	768.45	4057.20	74164.1	223.87	1389.38	56.02
10/02/03	65.25	799.14	250.48	612.52	751.25	4057.20	67616.58	219.09	1379.55	55.20
11/02/03	70.8	781.48	249.58	581.05	761.04	4057.20	72244.9	218.18	1386.69	56.45
12/02/03	91.49	764.05	252.36	590.25	773.25	4057.20	93835.9	221	1393.04	56.33
13/02/03	69.72	798.54	253.45	594.05	780.87	4057.20	72248.7	222.11	1397.11	55.89
14/02/03	83.14	752.31	254.89	594.12	771.95	4057.20	86155.44	223.57	1392.12	55.59
15/02/03	76.51	786.54	254.58	617.30	784.23	4057.20	78876.29	223.26	1397.86	56.16
16/02/03	72.88	778.25	253.41	626.59	784.56	4057.20	74367.35	222.07	1397.59	56.79
17/02/03	62.71	771.04	251.17	618.18	775.96	4057.20	64649.49	219.8	1393.16	56.11
18/02/03	82.98	801	250.96	610.40	785.42	4057.20	84243.65	219.58	1398.86	57.26
19/02/03	67.24	758.04	250.09	607.30	752.68	4057.20	69319.59	218.7	1380.65	55.56
20/02/03	68.56	752.06	252.11	623.67	784.89	4057.20	70680.41	220.75	1397.12	56.25
21/02/03	62.96	785.43	254.79	619.35	784.12	4057.20	63595.96	223.47	1397.7	57.30
22/02/03	66.34	762.58	253.71	627.74	782.05	4057.20	69104.16	222.37	1396.12	55.55
23/02/03	65.10	758	252.88	618.79	783.05	4057.20	67461.14	221.53	1397.12	55.92
24/02/03	46.93	768.52	250.87	608.10	755.28	4057.20	48133.33	219.49	1382.06	55.88
25/02/03	60.53	752.354	251.97	612.78	776.65	4057.20	61765.3	220.61	1393.82	56.68
26/02/03	55.62	784.25	251.92	615.25	781.26	4057.20	57046.15	220.56	1396.29	56.51
27/02/03	51.59	795.26	252.98	616.33	782.27	4057.20	52375.63	221.63	1396.8	57.06
28/02/03	77.01	758.67	253.99	605.76	754.64	4057.20	79391.75	222.66	1381.83	55.43
01/03/03	60.70	781.25	256.68	612.34	774.09	4057.20	62256.41	225.39	1392.41	56.09

02/03/03	64.56	786.54	256.68	617.45	784.25	4057.20	66901.55	225.39	1397.86	55.77
03/03/03	66.81	794.05	254.15	604.12	755.36	4057.20	68876.29	222.82	1382.32	55.44
04/03/03	64.51	774.05	251.25	599.58	771.05	4057.20	66505.15	219.88	1391.34	56.01
05/03/03	67.89	783.26	254.65	596.12	782.02	4057.20	69275.51	223.33	1397.65	56.73
06/03/03	69.32	758.04	251.25	621.22	789.02	4057.20	71097.43	219.88	1400.36	56.74
07/03/03	68.78	774.05	255.41	622.60	782.17	4057.20	70597.94	224.1	1396.44	56.30
08/03/03	64.80	803.51	256.19	620.17	781.32	4057.20	67150.26	224.89	1396.08	55.71
09/03/03	66.06	757.54	254.47	623.58	781.28	4057.20	67065.99	223.14	1395.89	56.94
10/03/03	56.32	794.05	252.83	617.31	763.64	4057.20	57764.1	221.48	1386.28	55.98
11/03/03	62.43	802.15	253.23	618.41	779.28	4057.20	63704.08	221.89	1395.02	56.67
12/03/03	58.12	755.09	250.96	614.59	774.20	4057.20	59005.07	219.55	1392.35	56.95
13/03/03	62.87	756.28	255.37	618.77	780.76	4057.20	64814.43	224.06	1395.83	56.03
14/03/03	70.58	768.05	255.56	552.34	672.09	4057.20	73139.9	224.25	1392.96	55.60

2. MODIFICACION DEL GENERADOR DE VAPOR

2.1. Desmontaje del equipo a modificar

La modificación del generador de vapor consiste en llevar a cabo modificaciones a algunas partes que están operando actualmente, como lo son los elementos del sobrecalentador; reemplazo total del cabezal superior del sobrecalentador, válvulas en líneas de vapor, válvulas en líneas de agua de alimentación, válvulas de alivio e implementación de bombas de alimentación de mayor capacidad.

2.1.1. Preparación del equipo

Para llevarse a cabo el desmontaje de los elementos del sobrecalentador y del Cabezal superior del sobrecalentador fue necesario utilizar una grúa con una pluma lo suficientemente larga para poder extraer los elementos y el cabezal de vapor por la parte de arriba del generador de vapor, esto era necesario ya que se tenían algunas limitaciones de espacio por la ubicación de los demás generadores de vapor o equipos ya instalados.

Las partes que fueron desmontadas para poder extraer los elementos del sobrecalentador fueron las siguientes.

- Aislante térmico del techo del hogar del generador de vapor. Será removido únicamente la parte que se encuentra sobre el cabezal superior del sobrecalentador, entre el domo superior y el cabezal, de tal manera que no obstaculice en la maniobra de extracción de los elementos y el cabezal.

- Tubería y válvula de seguridad del cabezal superior del sobrecalentador de vapor. La tubería será desmontada mientras se coloca el nuevo cabezal, mientras que la válvula se desmontará del cabezal antiguo para instalarla en el nuevo cabezal.
- Tubería de venteo hacia la atmósfera del cabezal superior del sobrecalentador. Esta tubería se debe desmontar ya que el cabezal será reemplazado por uno de mayor capacidad y su reubicación será necesaria.
- Techo del edificio que protege al generador de vapor. Por la parte superior del edificio es por donde los elementos del sobrecalentador fueron levantados por la grúa, por lo cual es necesario que se desmonten láminas del techo del edificio.

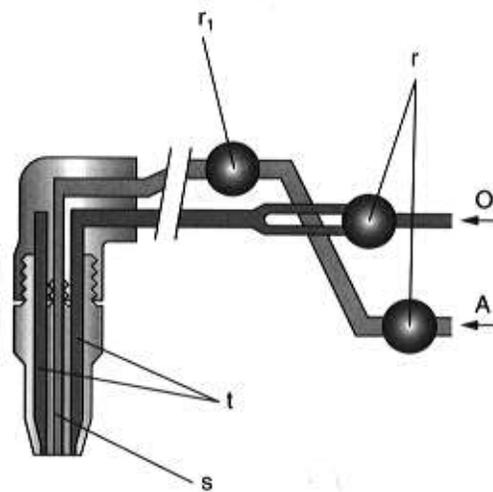
Para la ejecución de los trabajos de soldadura en esta modificación fue necesario disponer de equipo de seguridad industrial, equipo de oxicorte, equipo de soldadura eléctrica y TIG entre otros. Por lo cual a continuación se presentan algunos principios en la utilización de este tipo de equipos.

Oxicorte

El funcionamiento del oxicorte está basado en un procedimiento de separación del metal mediante un proceso de oxidación. La chapa se calienta por medio del soplete hasta alcanzar una temperatura muy próxima a los 1300 °C. Un chorro de oxígeno a presión sale del soplete determinando lo que será el corte. El encargado de realizar la desunció de las partículas de material quemado, y por tanto del corte de la chapa, siguiendo una línea de corte precisa es el chorro de oxígeno. Con este procedimiento se cortan bien las chapas de acero no aleado, con bajo contenido de carbono.

Por el contrario, el corte es muy difícil para la fundición, el cromo y los aceros inoxidables, mientras que es imposible para el aluminio, el cobre y sus aleaciones a causa de la resistente película de óxido que se forma sobre ellos. La figura 17 muestra el principio, funcionamiento y partes principales del equipo oxicorte.

Fig. 17. Funcionamiento de Oxicorte



Fuente: Cultural S.A, **Manual de mecánica industrial soldadura y materiales vol. I**, pag. 219

El oxígeno (O) y el gas (A) fluyen a la cámara de mezcla (s), oportunamente regulada por el estrangulador (r). La mezcla, saliendo por la boquilla (t) con una llama de alta temperatura, calienta el material a cortar. Casi en el mismo instante, regulando oportunamente el estrangulador (r) se envía a la salida un chorro suplementario de oxígeno que, encontrando recalentada la chapa a elevada temperatura, provoca la oxidación y el despegue de las partículas del material quemado. La llama se alimenta por la combustión del oxígeno, con otros gases como acetileno, propano, butano, etc. El aparato utilizado para el corte se denomina soplete oxiacetilénico, aunque el gas empleado sea diferente del acetileno. La figura 18 muestra el soplete utilizado en el oxicorte.

Los elementos habituales del equipo de oxicorte son:

1 soplete oxiacetilénico

1 botella de oxígeno

1 botella de acetileno

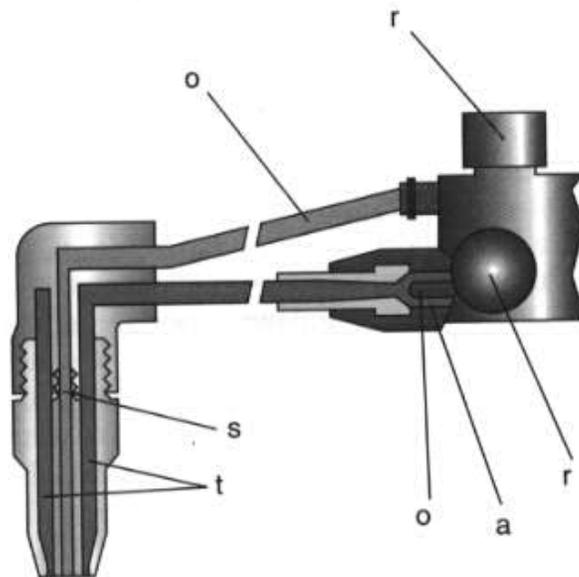
1 reductor de presión para cada botella

manómetros

tubo de conexión entre el soplete y las botellas

mesa de trabajo.

Fig. 18. Esquema de soplete oxiacetilénico.



Fuente: Cultural S.A, **Manual de mecánica industrial soldadura y materiales vol. I**, pag. 220

Con el oxicorte se logra la separación de materiales a base de temperatura, en la cual la alta temperatura a la salida del soplete ocasiona que los materiales se separen por oxidación del mismo. El oxicorte es utilizado entre algunas aplicaciones para cortar tubos y cortar láminas etc., siempre y cuando los materiales no sean inoxidable.

Principios de Soldadura TIG

La soldadura TIG a diferencia de los electrodos este sistema utiliza para protección del metal de soldadura un gas inerte. Mientras los revestimientos son relativamente baratos, el gas argón (o el helio) resultan bastante caros, así que aunque la soldadura TIG produzca soldaduras de calidad muy superior a la de los electrodos revestidos en la mayoría de los metales, sale más cara por metro de soldadura. Sin embargo el TIG también tiene ciertas ventajas económicas: el coste del trabajo de quitar la escoria de la costura no es despreciable y se evita con la soldadura TIG. Las chapas finas también pueden soldarse con soldadura TIG sin metal de aportación, con el siguiente ahorro de varilla. El argón se emplea más generalmente que el helio, y tiene las siguientes ventajas sobre éste:

- 1) Voltaje de arco más bajo debido a su inferior potencial de ionización
- 2) Menos requisitos para proteger adecuadamente la soldadura
- 3) El cebado del arco es más fácil
- 4) Mejor acción de limpieza de óxidos refractarios, debido, por otra parte, a su mayor densidad
- 5) Coste inferior.

Para la soldadura de materiales gruesos de elevada conductividad térmica, puede ser necesario un voltaje de arco y una aportación de calor mayor; en este caso, el helio es generalmente superior al argón. El helio en efecto, da mayor penetración que el argón. Ocasionalmente, los dos gases son mezclados para obtener un balance adecuado de sus características. Cuando se requiera un arco aún de más potencia, se puede añadir hidrógeno al argón o al helio, en pequeñas cantidades. Puesto que el hidrógeno es un gas demasiado reactivo para ser empleado con la mayoría de los metales, estas mezclas de hidrógeno y gas inerte se utilizan solamente para aceros inoxidable austeníticos y algunas aleaciones de níquel.

Con el sistema TIG el arco salta entre la pieza a soldar y un electrodo de tungsteno (este electrodo se fija a una pistola como la que se representa en la figura 19) que es refrigerado por una circulación de agua y argón (o el helio). De la boca de la pistola emana el gas protector proveniente de una botella a través de un tubo conductor. Debido a que el electrodo es infusible, el metal de aportación procede de una varilla que se introduce en el baño de fusión con la misma técnica que en la soldadura oxiacetilénica. La mordaza de masa y el electrodo están unidos por unos cables eléctricos a un generador de corriente, que puede ser continua o alterna. El sistema TIG ofrece numerosas ventajas respecto a otros procedimientos que a continuación enumeramos.

- a) La protección gaseosa impide la inclusión de la escoria
- b) La pistola es ligera y maniobrable
- c) La técnica ejecutiva es relativamente fácil y se obtienen óptimos cordones soldando en todas direcciones
- d) El arco es tranquilo y se puede trabajar fácilmente
- e) La introducción separada del metal de aportación facilita la ejecución de la primera pasada, porque se puede controlar con facilidad la fusión de las caras
- f) Se pueden soldar casi todos los materiales ferrosos y no ferrosos
- g) No se forman escorias que eliminar

Fig. 19. Pistola para realizar la soldadura TIG.

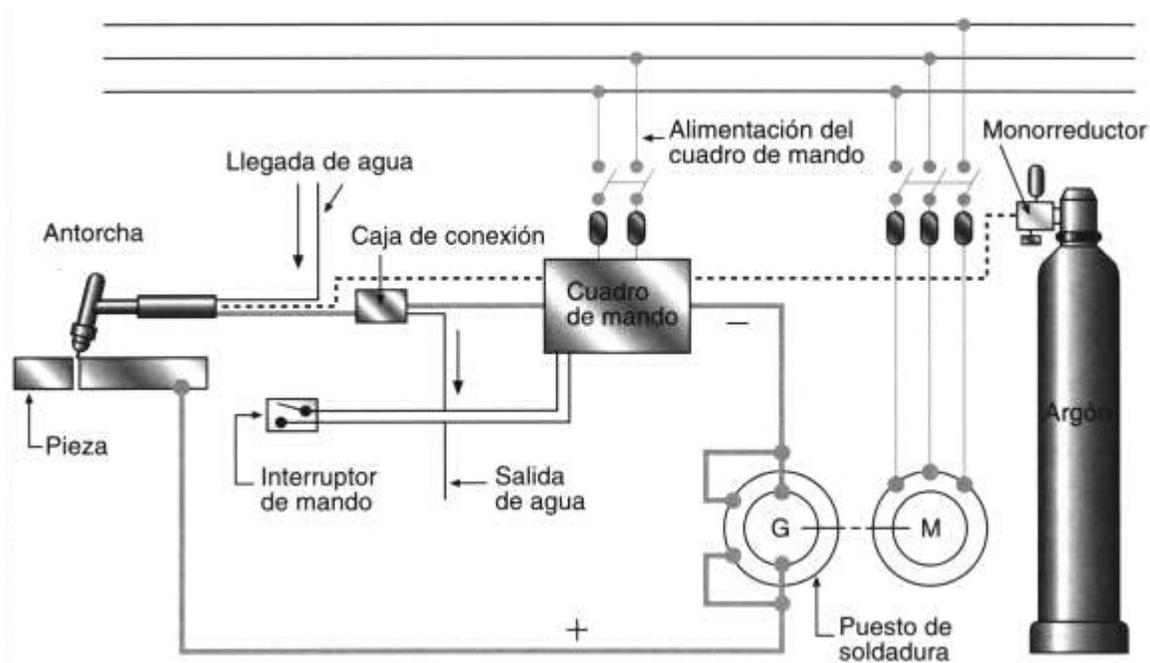


Fuente: Cultural S.A, **Manual de mecánica industrial soldadura y materiales vol. I**, pag. 212

La consecuencia es una ejecución de óptimos resultados. La utilización de este sistema TIG es preferentemente para el acero inoxidable, cobre y sus aleaciones, y sobre todo para las aleaciones ligeras de aluminio y magnesio, para las cuales ha resultado ser el sistema de soldadura más eficaz y en ciertos casos el único posible. La limitación de este procedimiento es la velocidad de avance, baja, y el costo del gas, que es muy alto.

Las características del gas son las siguientes: es del todo inerte, es decir no se combina con otros elementos, no es soluble en el baño de fusión, se ioniza fácilmente y es más pesado que el aire. En la figura 20 se muestra un esquema de la instalación de un sistema TIG.

Fig. 20. Esquema de una instalación de soldadura con sistema TIG.



Fuente: Cultural S.A, **Manual de mecánica industrial soldadura y materiales vol. I**, pag. 213

2.1.2. Desmontaje de elementos del sobrecalentador

Los elementos del sobrecalentador en sí son tuberías que reciben el vapor saturado que se ha formado dentro del domo superior para introducirlo de nuevo a la cámara de combustión, con el objetivo de calentar aún mas el vapor para elevar su temperatura antes de que éste llegue al turbogenerador. Para este generador de vapor se necesita que el vapor tenga 900 °F de temperatura ya que el turbogenerador al que alimentará está diseñado para operar a esta temperatura.

El sobrecalentador del generador de vapor actualmente posee 42 elementos tipo “A” y 42 elementos tipo “B”. Para poder verificar las condiciones de los elementos sobre las condiciones a las cuales será la operación del generador de vapor, se enumeran las características de los elementos en la tabla VI.

Tabla VI. Características de elementos del sobrecalentador que actualmente están instalados en el generador de vapor.

CARACTERISTICA	ELEMENTOS TIPO "A"	ELEMENTOS TIPO "B"
Diámetro	1-3/4 pulg	1-3/4 pulg
Cantidad de elementos	42	42
Espesor	0.148 B.W.G	0.148 B.W.G
Material	65% SA-209 Grado T1-b 35% SA-213 Grado T-11	65% SA-209 Grado T1-b 35% SA-213 Grado T-11
Area efectiva por elemento	106.69 p2	105.67 p2
Area efectiva total	4481.06 p2	4438.15 p2

A continuación se detallan los pasos que se llevaron a cabo para poder extraer los elementos del sobrecalentador del generador de vapor. Para el detalle de los pasos seguidos en el desmontaje de los elementos, se hará énfasis únicamente en el procedimiento de extracción de un elemento y se aplicará de la misma forma para el resto de elementos.

PASO 1

Se colocó un angular a todo lo largo del hogar de la caldera apoyados sobre la tubería de convección (agua), cerca del extremo del elemento que da al cabezal #7, esto se realiza con el fin de poder extraer en serie los elementos con la grúa y así minimizar el tiempo perdido por la grúa mientras el soldador corta cada elemento. En la figura 21 se muestra la forma como quedaron instalados los angulares sobre los elementos.

PASO # 2

Se procedió a soldar el angular a los extremos de los elementos para poder cortarlos del extremo que da al cabezal # 7.

PASO # 3

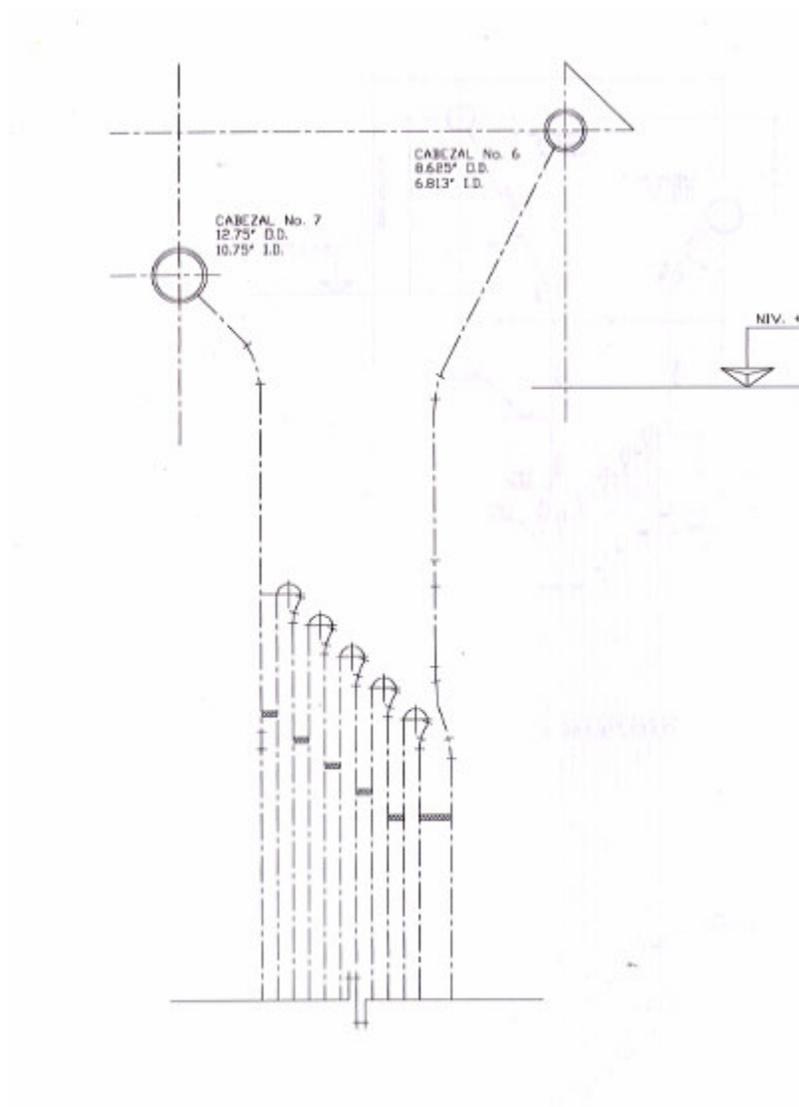
Una vez que los elementos ya están suspendidos del angular que está apoyado sobre la tubería de convección, se procede a cortar los elementos del cabezal # 7 con soldadura autógena.

PASO # 4

En este paso la grúa sujetó el elemento con el cable y el soldador procedió a cortar el elemento del extremo que se conecta al cabezal de vapor # 6 y de los puntos que fueron soldados al angular. Cuando el soldador ha cortado ya los extremos del cabezal, la grúa procedió a levantar el elemento y trasladarlo hacia la parte baja del generador de vapor. Luego se siguió el mismo procedimiento para extraer los otros elementos.

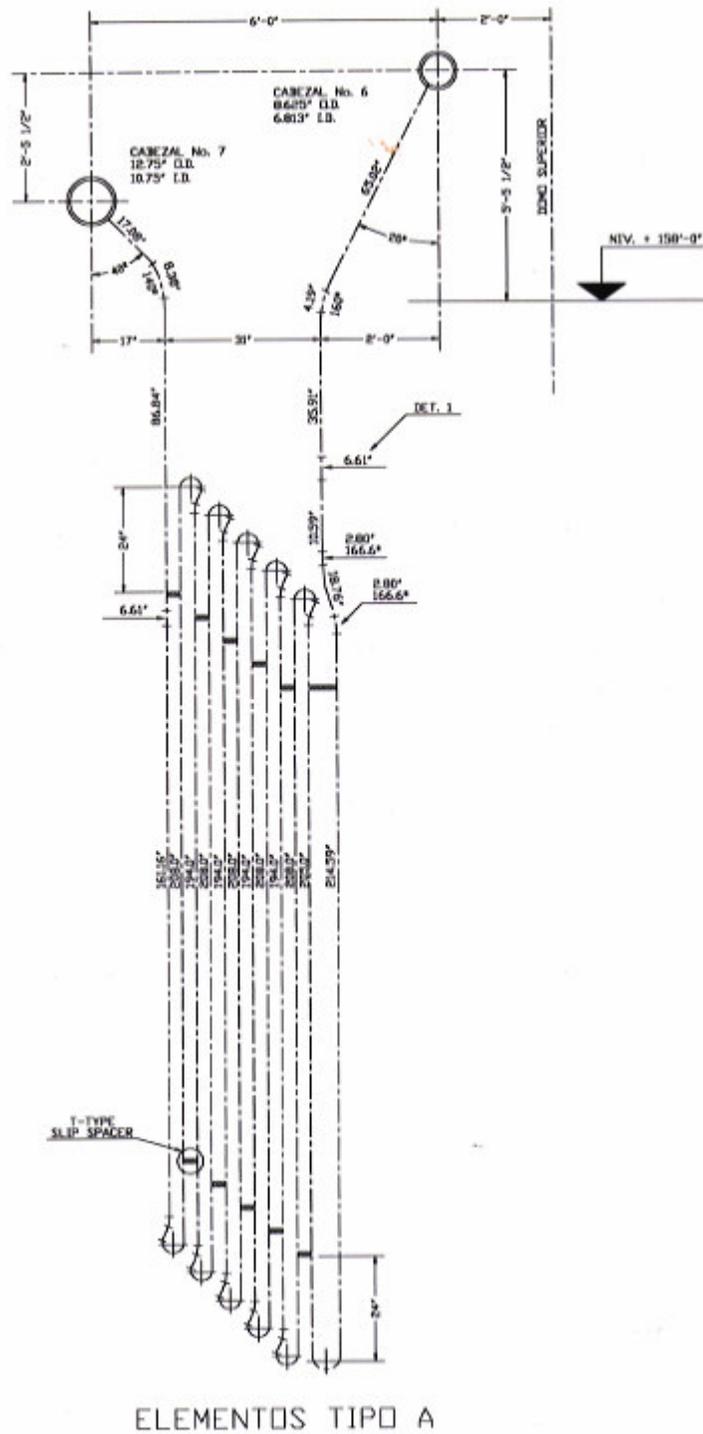
Para un mejor entendimiento del desmontaje de los elementos, en la figura 22 y 23 se muestra la forma de los 2 tipos de elementos y se ilustra la forma como deben ubicarse los elementos del sobrecalentador y los cabezales de vapor #6 y #7, también puede observarse que los elementos del sobrecalentador están conectados entre el cabezal #6 y el cabezal #7 y están expuestos a los gases producidos en la combustión dentro del hogar.

Fig. 21. Instalación angulares sobre elementos del sobrecalentador.



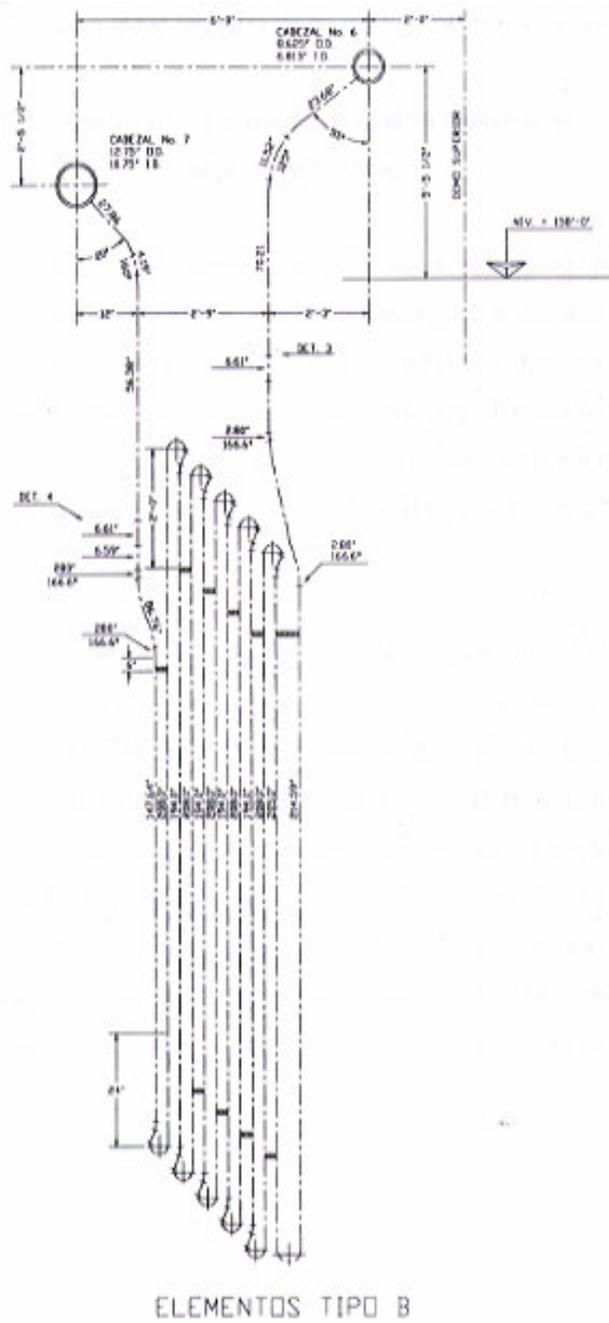
Fuente: Consultores de ingenios azucareros. **Plano de elementos de superheater**

Fig. 22. Elementos tipo "A"



Fuente: Consultores de ingenios azucareros. **Plano de elementos de superheater.**

Fig. 23. Elementos tipo "B"



Fuente: Consultores de ingenios azucareros. **Plano de elementos de superheater.**

En la figura 21 se muestra la forma como se instalaron los angulares en los elementos del sobrecalentador para sostenerlos antes de ser extraídos por la grúa.

2.1.2.1. Desmontaje de la parte superior y aislante térmico del generador de vapor

Como se mencionó anteriormente es necesario extraer los elementos del sobrecalentador por la parte de arriba del generador de vapor, y para esto se necesita que al generador de vapor se le sea removido el techo sobre el hogar. El techo del hogar del generador de vapor está constituido por material aislante térmico como refractario (concreto), fibra lana mineral y lámina hierro negro, y su función es evitar que la energía generada en el hogar por medio del combustible (bagazo) se pierda por fugarse hacia el exterior.

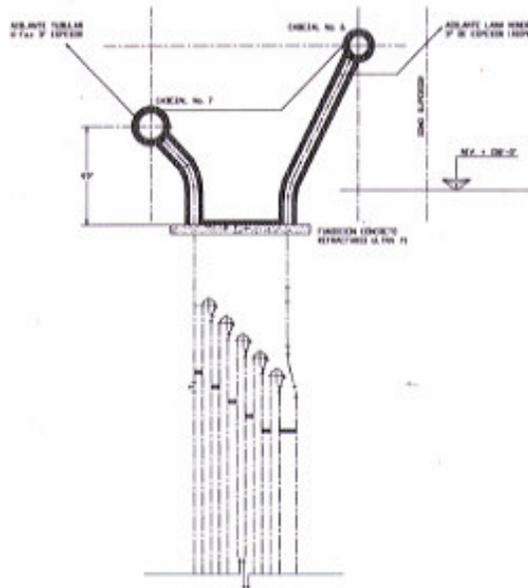
Para el desmontaje de la parte superior del generador de vapor y aislante térmico, un soldador procedió a quitar toda la lámina que estaba instalada sobre la parte del techo del hogar que iba a ser removida para sacar los elementos del sobrecalentador. Luego que el soldador ya había quitado la lamina del techo del hogar, un grupo de albañiles procedió a remover el aislante térmico seleccionando el aislante que estaba en buen estado y el que ya no podía utilizarse y también se procedió a remover el ladrillo que hace el sello en la entrada de los elementos del sobrecalentador al hogar de la caldera. La lámina de la parte superior del edificio donde se encuentra el generador de vapor fue quitada por un albañil cuando el soldador ya se encontraba listo para extraer los elementos.

Las características de los aislamientos de la parte superior del generador de vapor las cuales fueron removidas son las siguientes:

- Concreto Refractario Ultra 70 (fundición y ladrillo), utilizado para hacer el sello en los elementos al entrar al área del hogar.
- Fibra aislante de lana mineral de 3" de espesor, para aislar el cuerpo del generador de vapor del ambiente exterior antes de la lámina.
- Fibra aislante tubular lana mineral de 12" de diámetro y 3" de espesor, utilizada para aislar los cabezales de vapor # 6 y # 7.
- Lamina de hierro negro de 1/8" de grosor, se utiliza para forrar todo el cuerpo del generador de vapor después de instalada la fibra aislante.

Actualmente el generador de vapor posee un diseño de aislante térmico el cual se detalla en la figura 24.

Fig. 24. Aislante térmico parte superior generador de vapor.



Fuente: Consultores de ingenios azucareros. **Plano de elementos de superheater**

2.1.3. Desmontaje del cabezal superior de vapor del sobrecalentador

Después de un análisis del material del cabezal de vapor que estaba instalado (cabezal # 7), y verificando las condiciones de operación a la cual deberá operar, se pueden enumerar las características del cabezal. El cabezal de vapor que estaba anteriormente instalado poseía un diámetro exterior de 12.75 plg, un diámetro interior de 10.75 pulg y está hecho de material SA106.

Con estos datos del material SA106, podemos verificar en la tabla VI que únicamente puede soportar una temperatura máxima de 800 °F, para lo cual no sería útil para operar la caldera bajo condiciones de 850 psi y 900 °F, que son las requeridas por la unidad TGM de 15000 Kw.

Ahora que ya se tiene el análisis del material del cabezal que estaba instalado y que se verificó que no es el apropiado para operar a las condiciones a las cuales se requiere, se decidió cambiar dicho cabezal de vapor por otro que posea características para operar bajo condiciones de vapor de 850 psi y 900 °F.

Para el diseño del nuevo cabezal que debe instalarse, se tomó como base entre otros factores, las nuevas condiciones de operación de la caldera. En la tabla VII se muestran también algunos tipos de materiales con su respectiva temperatura permisible para operar, dicha tabla fue una de las fuentes de las cuales se valió para seleccionar el tipo de material conveniente para el cabezal de vapor # 7 que sería reemplazado.

El material del cual está compuesto el cabezal # 7 que va a instalarse es SA 335 P11. Este tipo de material posee una disponibilidad máxima de temperatura del metal de 1035 °F, y es una aleación de Cromo y Molibdeno con porcentajes de 1.25Cr y 0.5Mo.

En el anexo 4 se presentan otras características del material SA 335 P11 para poder realizar comparaciones con respecto a otros tipos de materiales.

Tabla VII. Especificación del material de la tubería y máxima permisible del metal.

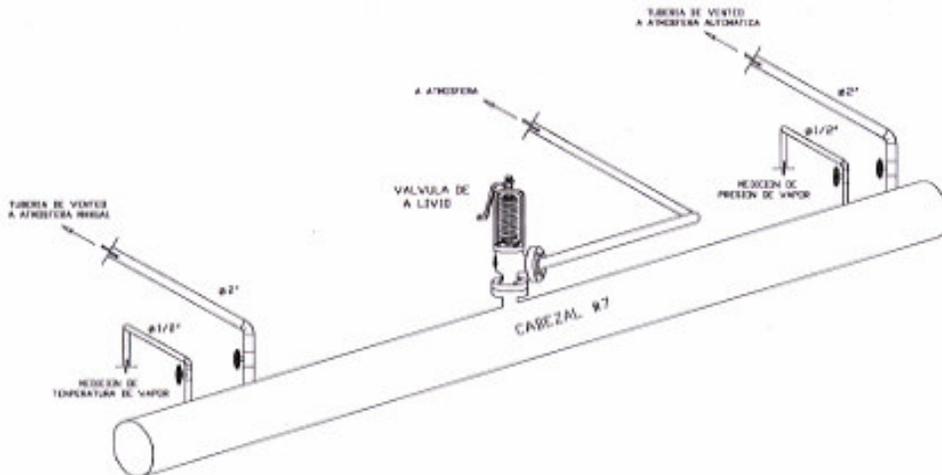
Especificación del material de la tubería y máxima temperatura permisible del metal			
Metal o aleación	ASME especificación		Temperatura Máxima permisible del Metal
	Número	Grado	
Acero al Carbón	SA-106	B	800
Acero al Carbón	SA-106	C	800
Acero al Carbón	SA-266	II	800
Aleación de Cromo ½	SA-335	P2	950
Aleación de Cromo 1	SA-335	P12	1000
Aleación de Cromo 1 ¼	SA-335	P11	1035
Aleación de Cromo 2 ¼	SA-335	P22	1100
Aleación de Cromo 5	SA-335	P5	1150
Aleación de Cromo 9	SA-335	P9	1200
Aleación de Cromo 304H	SA-376	TP304H	1500
Aleación de Cromo 304H	SA-430	FP304H	1500
Aleación de Cromo 316H	SA-376	TP316H	1500
Aleación de Cromo 316H	SA-430	FP316H	1500

Fuente: Babcock y Wilcox, **Steam its generación and use**, pag. 29-13.

Para poder remover el cabezal de vapor existente es necesario que se corten todas las tuberías exteriores al generador de vapor que dependen de dicho cabezal. Fue necesario que se le quitara la válvula de seguridad del sobrecalentador lo cual lo realizó un mecánico, que se cortaran las líneas de vapor de venteo automático y manual, la tubería que lleva señal de presión y temperatura de vapor del cabezal; estas actividades fueron realizadas por un soldador.

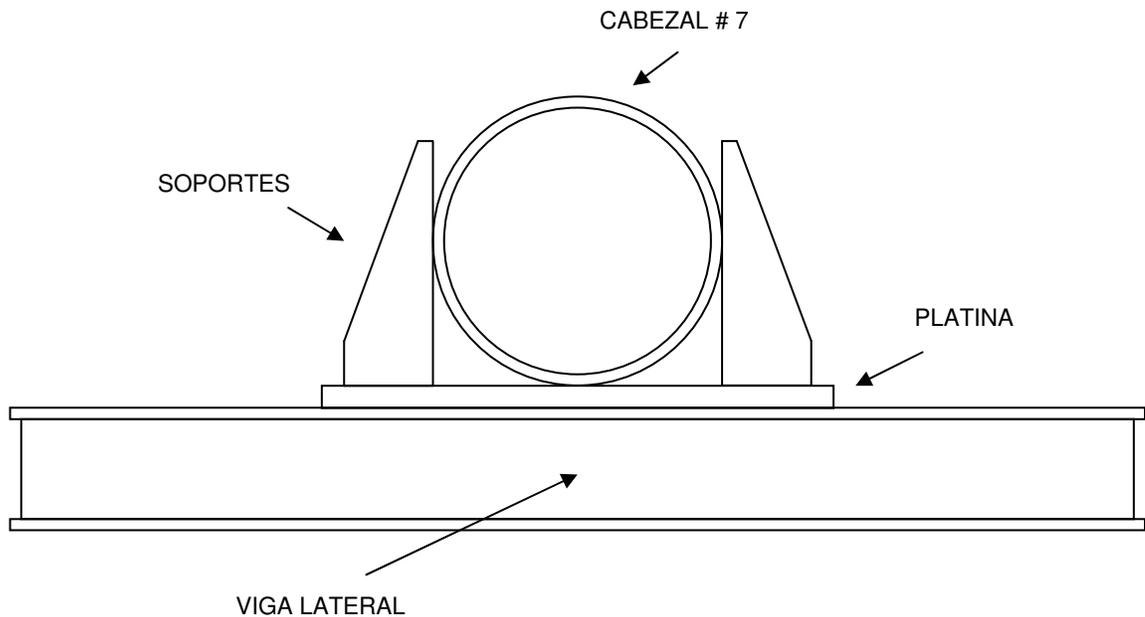
En la figura 25 se muestra las tuberías exteriores que se conectan al cabezal de vapor y que fueron removidas para poder realizar el cambio del mismo. Además de las válvulas de seguridad y tuberías que deben ser removidas del generador de vapor también fueron reubicados los equipos de instrumentación como termocóplas y termómetros para la medición de temperatura de vapor y manómetros para la medición de presión de vapor en el cabezal, los cuales estaban instalados en el cabezal de vapor que debe reemplazarse. Dichos equipos fueron removidos y almacenados por personal de instrumentación.

Fig. 25. Tuberías externas que se conectan al cabezal de vapor # 7.



El cabezal de vapor # 7 está colocado sobre las vigas superiores laterales del generador de vapor sin estar soldado a las mismas, únicamente posee topes para que el cabezal no se mueva en dirección hacia el cabezal # 6 o en sentido contrario. La figura 26 muestra la forma como está instalado el cabezal # 7 sobre las vigas laterales.

Fig. 26. Instalación del cabezal # 7 sobre las vigas laterales del generador de vapor.



Como puede observarse en la figura anterior el cabezal de vapor no está soldado a los soportes ni a la platina, debido a que al iniciar la operación e irse incrementando la temperatura, el cabezal tiende a crecer longitudinalmente.

Cuando al cabezal ya se le habían cortado todos los elementos se procedió a levantarlo con la grúa, los soportes y la platina no fueron cortados ya que servirán para el apoyo del nuevo cabezal.

2.2. Modificación de los elementos del sobrecalentador

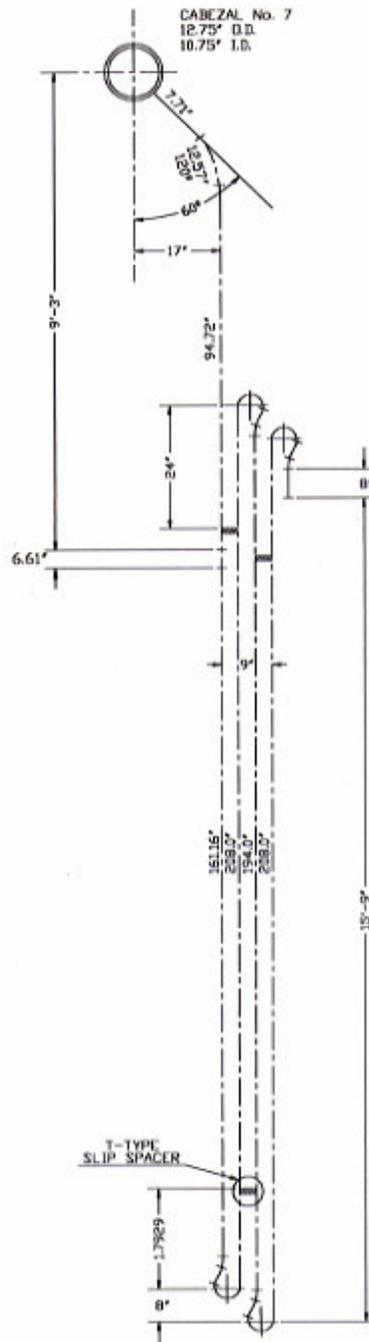
2.2.1.Descripción de la modificación

La modificación de los elementos del sobrecalentador consiste en reemplazar una sección de los elementos por una de menor diámetro, con el fin de aumentar la velocidad del vapor en la parte del elemento que está más expuesto a las altas temperaturas y así tener menos recalentamiento en el material de los elementos. En las figuras 27 y 28 se muestran las secciones de los elementos que van a reemplazarse, como puede observarse la sección que se reemplazará en cada elemento es la que va conectada al cabezal de vapor # 7 que es la más expuesta a las altas temperaturas producto de la combustión.

Corte de elementos para modificar

Para el corte de los elementos donde serán soldados los elementos de la modificación se procedió a colocar los elementos de la modificación sobre los elementos no modificados, y conforme al plano de la modificación se marcó donde se haría el corte para poder unir los elementos de la modificación. El corte de los elementos se hizo con soldadura de acetileno y luego se biseló con disco de pulir y piedra de esmeril hasta eliminar cualquier rebaba de soldadura que haya quedado en la entrada al tubo del elemento cuando fue cortado. Cuando ya se tenía limpio el tubo del elemento que fue cortado se procedió a introducir aproximadamente 1 pulgada el elemento de la modificación dentro de los elementos a modificar, con la finalidad de que la unión entre los dos elementos quede mas segura.

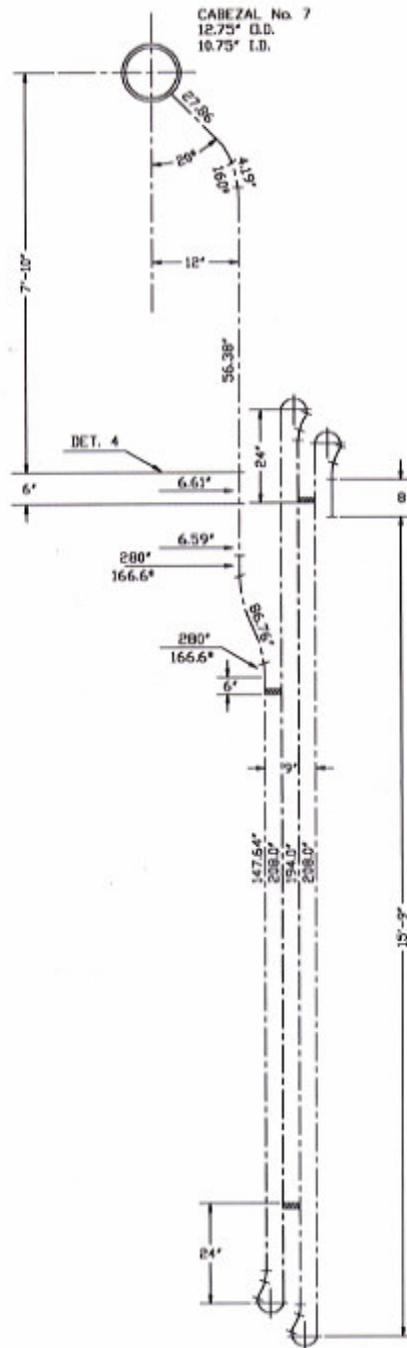
Fig. 27. Sección a modificar elementos tipo "A".



MODIFICACION DE ELEMENTOS TIPO "A"

Fuente: Consultores de ingenios azucareros. **Plano de modificación de elementos del sobrecalentador**

Fig. 28. Sección a modificar elementos tipo "B".

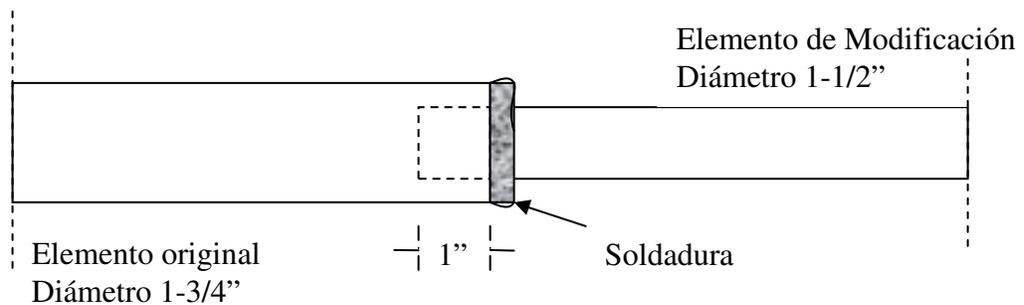


MODIFICACION DE ELEMENTOS TIPO "B"

Fuente: Consultores de ingenios azucareros. **Plano de modificación de elementos del sobrecalentador**

En la figura 29 se muestra la forma como fueron unidos los elementos de la modificación y los elementos a modificar.

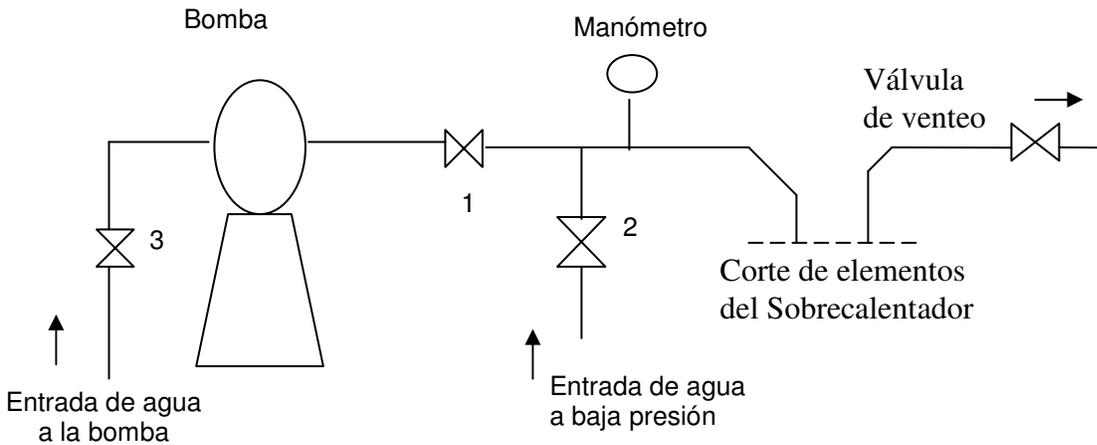
Fig. 29. Soldadura y modificación de los elementos del sobrecalentador.



Prueba Hidrostática a soldadura en elementos

La prueba hidrostática se realizó con el fin de detectar fugas en la unión de los elementos antes de ser instalados en el generador de vapor. Para la prueba hidrostática se utilizó una bomba utilizada para la realización de pruebas hidrostáticas en calderas, la cual puede levantar hasta 3000 psi, posee un flujo de agua de 84 litros por minutos y es marca Pratisoli. Se colocó una válvula en uno de los extremos de los elementos del sobrecalentador y en el otro extremo se le conectó la tubería para introducción de agua a presión. La prueba hidrostática se realizó a 1250 psi, y se le dio de tiempo 5 minutos de espera para observar si bajaba la presión en el manómetro de presión de agua, en este lapso se procedió a revisar la soldadura donde fueron unidos los elementos antiguos y los elementos de la modificación para verificar que no existieran fugas. En la figura 30 se muestra un esquema del equipo utilizado para realizar la prueba hidrostática a los elementos del sobrecalentador.

Fig. 30. Esquema del equipo utilizado para la prueba hidrostática.



Por la válvula # 2 de entrada de agua se le introdujo agua al elemento hasta que se llenara sin tener que encender la bomba, y se abrió la válvula de venteo para extraer el aire. Cuando ya se tenía lleno de agua el elemento y se le había extraído el aire, se procedió a abrir la válvula # 1 y cerrar la válvula # 2 y se encendió la bomba esperando hasta que la presión en el manómetro marcara 1250 psi como se mencionó anteriormente. Cuando la presión llegó a 1250 psi se cerró la válvula # 1 y se apagó la bomba procediendo a revisar las soldaduras. Las válvulas utilizadas para la prueba hidrostática son válvulas de aguja de 1500 psi. En las revisiones de las soldaduras no se presentó ninguna fuga en los elementos que habían sido unidos, por lo cual se procedió a continuar con los trabajos de modificación y montaje de los elementos que habían pasado la prueba hidrostática.

Es importante mencionar que además de la prueba hidrostática que se realizó a cada elemento cuando se terminaban de soldar, también se realizará una prueba hidrostática cuando estén instalados los elementos ya modificados en el cabezal del sobrecalentador del generador de vapor.

2.2.2 Datos técnicos de los materiales a emplear en la modificación

Las características del material del cual están compuestos los elementos de la modificación se describen en la tabla VIII. Puede observarse que el diámetro de los elementos de la modificación es menor que el diámetro de los elementos a modificar (elementos antiguos).

Tabla VIII. Características de los elementos de la modificación.

CARACTERISTICA	ELEMENTOS TIPO "A"	ELEMENTOS TIPO "B"
Diámetro	1-1/2 pulg	1-1/2 pulg
Cantidad de elementos	42	42
Espesor	0.148 B.W.G	0.148 B.W.G
Material	SA 213-T22	SA 213-T22

Como puede observarse en la tabla anterior el material de los elementos que servirán para la modificación de los elementos es SA 213-T22, y es una aleación de Cromo y Molibdeno con los siguientes porcentajes 2.25Cr y 1Mo. En el anexo 5 puede apreciarse que el material SA 213-T22 posee una disponibilidad de temperatura del metal de 1125 °F, y puede compararse con otros tipos de materiales similares.

En el anexo 6 puede apreciarse la tensión permisible del material SA 213-T22 y otros materiales a diferentes temperaturas de operación.

Electrodos y material de aporte TIG

Cuando los elementos de la modificación ya estaban introducidos en los elementos a modificar se procedió aplicar soldadura con equipo TIG y soldadura de arco directo (electrodo revestido) E9018 B3.

El electrodo E9018B3, es un electrodo especial ligado a Cromo y Molibdeno, de tipo básico, indicado para soldaduras de alta resistencia en tuberías y construcciones de calderas con temperatura de trabajo de hasta 600 °C, presenta excelente resistencia al calor y la corrosión en ambientes sulfurosos, puede utilizarse para uniones y revestimientos en aceros de baja y mediana aleación, el deposito es tratable térmicamente por temple, recocido y cementación.

El electrodo E9018 B3 se aplica ventajosamente en los aceros indicados a continuación:

ASTM	DIN	No. De material base
A 199 Gr. T21/T22 A 200 Gr. T21/T22 A 213 Gr. T22 335 Gr. P21/P22 336 Gr. F22 A 387 Gr. C/D/E A 542 C1. ½	10 CrMo 9 10	1.7380

Los depósitos tienen alta resistencia a la fisuración y tenacidad elevada.

Características de la soldadura

El electrodo E9018 B3 se suelda en todas las posiciones. Tiene un arco estable y se suelda sin salpicaduras. Separación fácil de la escoria, rendimiento 115 %. La superficie del cordón posee un aspecto liso y fino, sin socavaciones.

Propiedades mecánicas del deposito

Resistencia a la tracción MPa	Limite de elasticidad MPa (0.2%)	Alargamiento %	Tratamiento Térmico
~650	~550	>23	Recocido a 690 °C

Análisis Estándar del deposito en %

C	Si	Mn	Cr	Mo
0.08	0.6	0.8	2.2	1.0

Instrucciones para soldar

Limpiar la zona de soldadura, desengrasándola perfectamente. Usar electrodos secos. Mantener un arco corto. Electrodo que han estado expuestos al ambiente durante varias horas, deberán secarse durante media hora a 300°C

Tratamiento Térmico

Al soldar aceros de una composición, debe realizarse un precalentamiento de acuerdo con su espesor, de 250-300°C. sin embargo, deberán seguirse las recomendaciones del proveedor del material base.

Tipos de corriente:

= +

Electrodos	Ø x L(mm)	2.4 x 350	3.2 x 350	4.0 x 450	5.0 x 450
Amperaje	A	70-100	100-140	140-180	190-220

2.3 Preparación del cabezal superior de vapor del sobrecalentador que va a instalarse

2.3.1 Descripción del equipo a utilizar

La preparación del cabezal de vapor consiste en barrenar los agujeros donde irán colocados los elementos y conexiones exteriores como válvulas de seguridad, líneas de venteos a la atmósfera manuales y automáticos y mediciones de presión y temperatura del generador de vapor. Así mismo la preparación incluye la colocación de un sello que se colocará en el extremo del tubo del cabezal opuesto a la salida de vapor.

En la preparación del cabezal de vapor también se incluye la limpieza del interior del tubo del cabezal luego que se han barrenado los agujeros, debido a que la escoria que va dejando la broca se va depositando dentro del tubo.

Para barrenar los agujeros en el tubo del cabezal donde se instalarían los elementos, se utilizó el siguiente equipo:

Barreno de base magnética

El barreno de base magnética utilizado es un barreno modelo 4203 marca Milwaukee, con una velocidad máxima de 250 rpm y 11.5 amps, la velocidad utilizada para el barrenado de los agujeros fue de aproximadamente 100 rpm.

Brocas Cutter

La broca utilizada fue una broca marca Milwaukee 49-57-1125 con diámetro de 1-9/16 pulgadas.

Líquido para lubricación de la broca

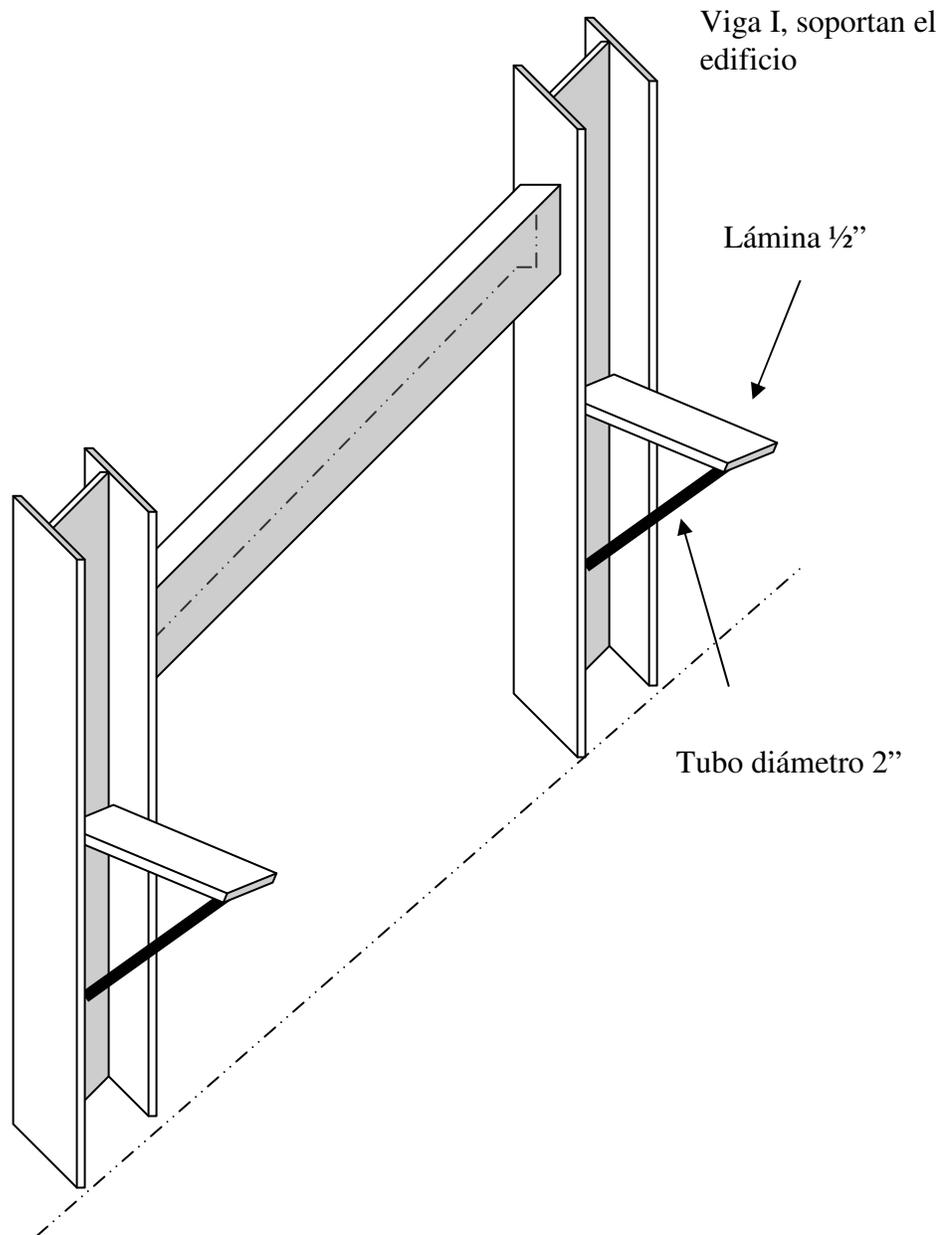
Para el avance de la broca en la fabricación de los agujeros se utilizó un líquido enfriador/lubricante, 49-32-0081 marca Milwaukee, presentación 16 onzas, mezclado en 1 galón de agua. Para que la mezcla se concentrara se esperó 15 minutos antes de aplicarse el líquido luego de mezclarse con agua.

Banco para nivelación del cabezal

La función de éste banco es mantener el cabezal colocado siempre a nivel, ya que sobre el cuerpo del cabezal será nivelado la base magnética del barreno. Con esto se garantiza que el barreno magnético estará a nivel con respecto al cabezal cada vez que se trabaje en el barrenado de un agujero. Este banco consistió en soldar 2 pedazos de láminas donde el cabezal pudiera asentarse, las láminas fueron soldadas a 2 vigas del edificio. A las láminas donde se asentará el cabezal de vapor para fabricarle los agujeros se les colocó unos soportes de tubo hierro negro de 2” de diámetro para que las láminas no se dejen con el peso del cabezal.

En la figura 31 se muestra la instalación del bancazo que se utilizará para la nivelación del cabezal de vapor del sobrecalentador.

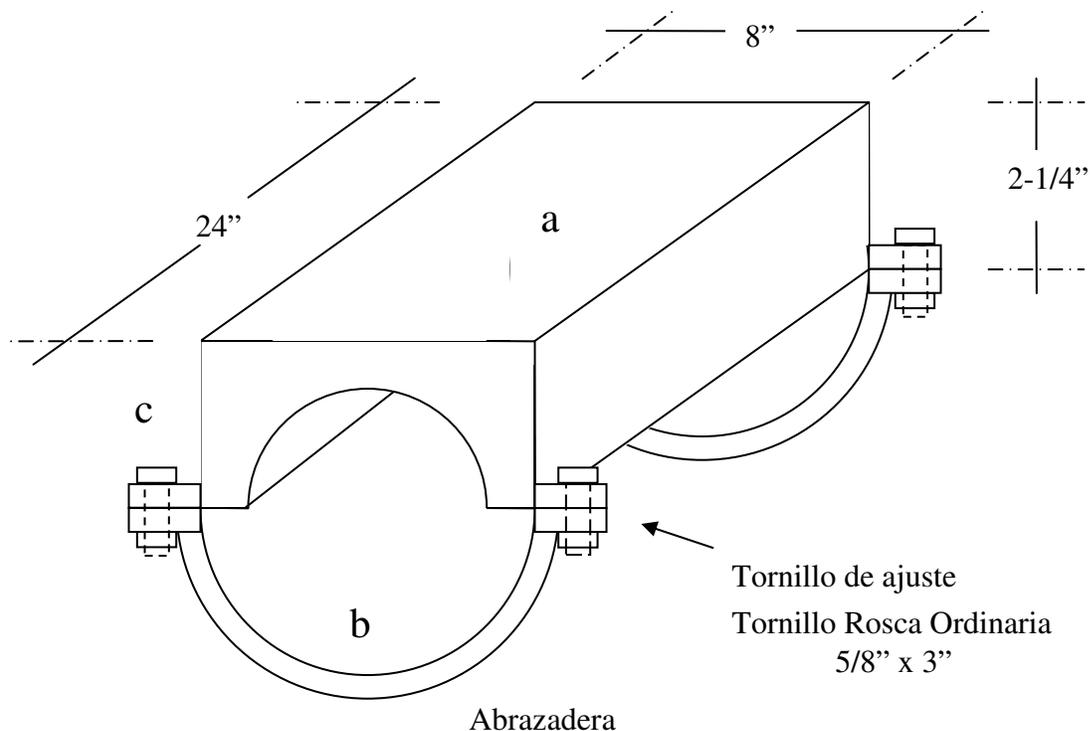
Fig. 31. Banco para nivelación del cabezal.



Banco de nivelación para el barreno magnético

La función de este banco es hacer que el barreno se mantenga a nivel cuando se esté barrenando un agujero y la base del barreno se mantenga siempre sujeta al cuerpo del cabezal, esto se realiza con el objetivo que los agujeros no salgan torcidos con respecto al centro del cabezal de vapor. El bancazo se formó de viga canal C de 8" de ancho y 2-1/4" de alto, y se fabricó 2 abrazaderas para poder sujetarla al contorno del cabezal de vapor. Para sujetar las abrazaderas a la viga canal C, se le colocó 2 orejas a la viga canal para sujetarlas por medio de dos tornillos, uno a cada extremo, como se ilustra en la figura 32.

Fig. 32. Banco de nivelación para el barreno magnético



La parte (a) del bancazo debe quedar siempre a nivel cuando esté acoplado al cuerpo del cabezal de vapor, ya que es aquí donde va colocada la base magnética del barreno. Para esto es necesario que antes de apretar la base al cabezal se hayan tomado medidas de nivel, valga la redundancia, con un nivel de precisión.

La parte (b) del bancazo son hembras de sujeción, que se encargan de sujetar el barreno al cuerpo del cabezal y ajustar la base a nivel, cada vez que va a perforarse un agujero.

La parte (c), son tornillos de sujeción y graduación, su función es sujetar las hembras al cuerpo del cabezal y graduar el bancazo para llegar a nivelación. Son tornillos cabeza hexagonal de 5/8" x 3", rosca ordinaria.

2.3.2 Trazado del cabezal para la fabricación de agujeros

EL cabezal # 7 es el que recibe el vapor de los elementos del sobrecalentador, y posee los agujeros donde van conectados los elementos. El otro extremo de los elementos van colocados en el cabezal # 6. Debido a esta situación tanto los agujeros del cabezal # 6 como los del cabezal de vapor # 7 deben quedar en la misma posición ya que los elementos están conectados entre los dos cabezales de vapor y cualquier desfase entre los agujeros originaría que los elementos coincidieran con la ubicación de los tubos de agua que se conectan al domo superior. En las figuras 21 y 22 mencionadas anteriormente puede apreciarse la forma como deben instalarse los elementos del sobrecalentador en los los cabezales de vapor # 6 y # 7.

La tarea del trazado y barrenado de los agujeros de los elementos del cabezal de vapor estuvo a cargo de personal del departamento de calderas y fue realizado por un mecánico especializado con su respectivo ayudante.

Procedimiento del trazado de las líneas de los agujeros del cabezal # 7

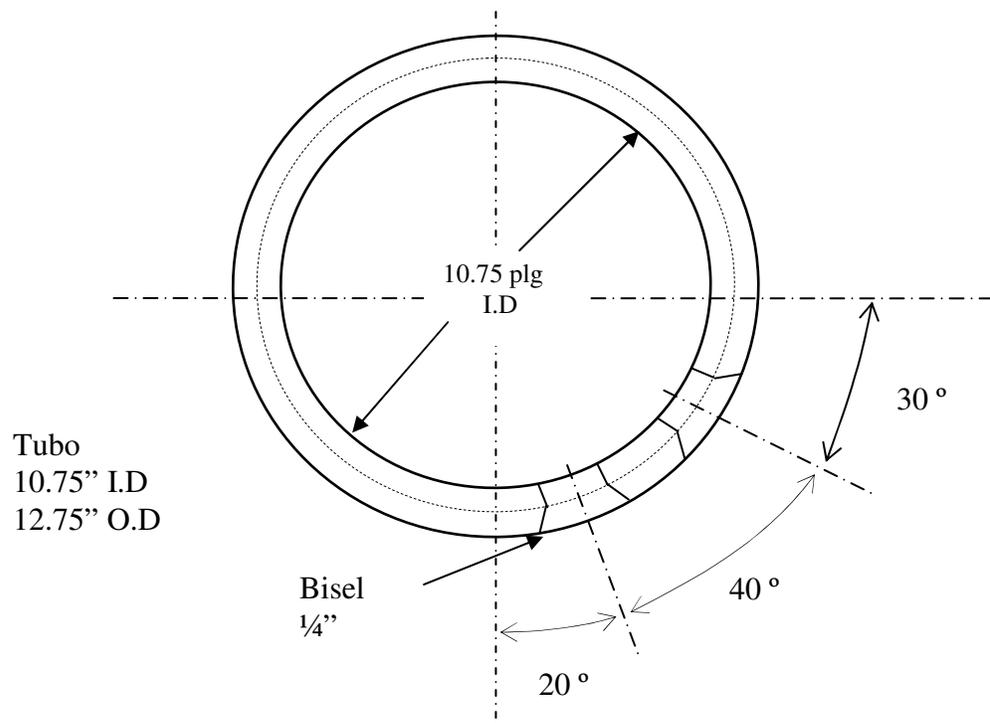
A continuación se detalla el procedimiento que se siguió para el trazado de las líneas de la ubicación de los agujeros de los elementos del sobrecalentador.

- Se instaló el tubo del cabezal sobre los bancazos que se fabricaron para poder mantener a nivel el cabezal.
- Se marcó en el tubo del cabezal las marcas a 0° , 90° y 180° a lo largo de la circunferencia del tubo del cabezal, en sentido del movimiento de las agujas del reloj, esto se realiza para la marcación de las líneas guías que servirán para las marcas donde serán barrenados los agujeros.
- Cuando están localizadas las marcas a 0° y 90° , se procede a trazar las líneas guías para la posición de barrenado de los agujeros. La primera fila de agujeros corresponde a la fila “A”, va colocada a 30° de la marca de 90° que ya fue marcada (120° con respecto a la marca de 0°). Cuando ya se tiene la marca a 120° sobre la circunferencia del tubo del cabezal, se marcó una línea guía a lo largo del cabezal, que es la que definirá el centro de los agujeros “A” sobre el cabezal.
- Luego se marcó la línea guía para la línea “B” de agujeros, la cual quedará a 40° de la línea guía de la fila de los elementos “A” sobre la circunferencia del cabezal de vapor, en movimiento a favor de las agujas del reloj. Cuando ya se tiene la marca a 40° con respecto a la fila de elementos “A” (160° con respecto a la marca de 0°) sobre la circunferencia del tubo, se procedió a marcar una línea guía a lo largo del cabezal, que es la que definirá el centro de los agujeros de los elementos “B” sobre el cabezal.

Es muy importante que la localización de las líneas guías de cada fila de elementos sea exacta, ya que de ellas depende que los agujeros del cabezal # 7 coincidan con los agujeros del cabezal # 6, y un error en la localización ocasionaría la pérdida del material del cabezal al estar fabricados los agujeros.

En la figura 33 se muestra la separación que debe existir entre las líneas guías de los 2 tipos de elementos a lo largo de la circunferencia del contorno del cabezal de vapor # 7.

Fig. 33. Vista del cabezal # 7 con la ubicación de las líneas de agujeros tipo "A" y tipo "B".



Fuente: Consultores de ingenios azucareros. **Plano desarrollo cabezales # 6 y # 7**

Cuando ya se tienen sobre el cabezal las marcas de las líneas guías para el barrenado de los elementos, se procede a trazar la posición de cada uno de los agujeros donde irán conectados los elementos del sobrecalentador.

Procedimiento localización de agujeros

A continuación se detalla el procedimiento que se siguió para la localización de los agujeros sobre el cabezal de vapor.

- Se trazó la línea centro del cabezal de vapor. La línea centro se definió tomando todo el largo del tubo del cabezal y se dividió en dos partes iguales.
- Para el trazo de la línea de elementos tipo “A”, se midió 7/8 pulgada de la línea centro hacia la derecha, y se marcó esta medida con un punzonazo sobre el cabezal.
- El punzonazo que se colocó sobre el cabezal dado en el paso anterior, es la marca que se toma como inicial para marcar el resto de puntos que serán los que definirán el centro de los agujeros de los elementos tipo “A”.
- Cuando ya se tiene la marca inicial para marcar el resto de centros de agujeros, se procedió a colocar marcas sobre la línea guía de la fila de elementos tipo “A” a cada 7 pulgadas, colocando 20 marcas hacia la izquierda de la marca inicial y 21 marcas a lado derecho de la marca inicial. Las marcas a cada 7 pulgadas serán el centro de todos los agujeros de los elementos tipo “A”, y quedarán punzonadas sobre el cuerpo del tubo del cabezal.

En la figura 34 puede observarse como quedaron ubicados los agujeros de los elementos tipo A sobre el cabezal de vapor.

- Para el trazo de la línea de elementos tipo “B”, se midió 7/8 pulgada de la línea centro del cabezal hacia la izquierda, y se marcó esta medida con un punzonazo sobre el cabezal.

- Cuando ya se tiene la marca inicial para marcar el resto de centros de agujeros, se procedió a colocar marcas sobre la línea guía de la fila de elementos tipo “B” a cada 7 pulgadas, colocando 21 marcas hacia la izquierda de la marca inicial y 20 marcas a lado derecho de la marca inicial. Las marcas a cada 7 pulgadas serán el centro de todos los agujeros de los elementos tipo “B”, y quedarán punzonadas sobre el cuerpo del tubo del cabezal.
- Cuando ya se tenían marcadas los centros de los agujeros de los elementos tipo “A” y “B”, se procedió a marcar con pintura en spray todos los puntos donde se había punzoneado, para poder localizarlos de una manera más rápida.

En la figura 35 puede observarse como quedaron ubicados los agujeros de los elementos tipo B sobre el cabezal de vapor.

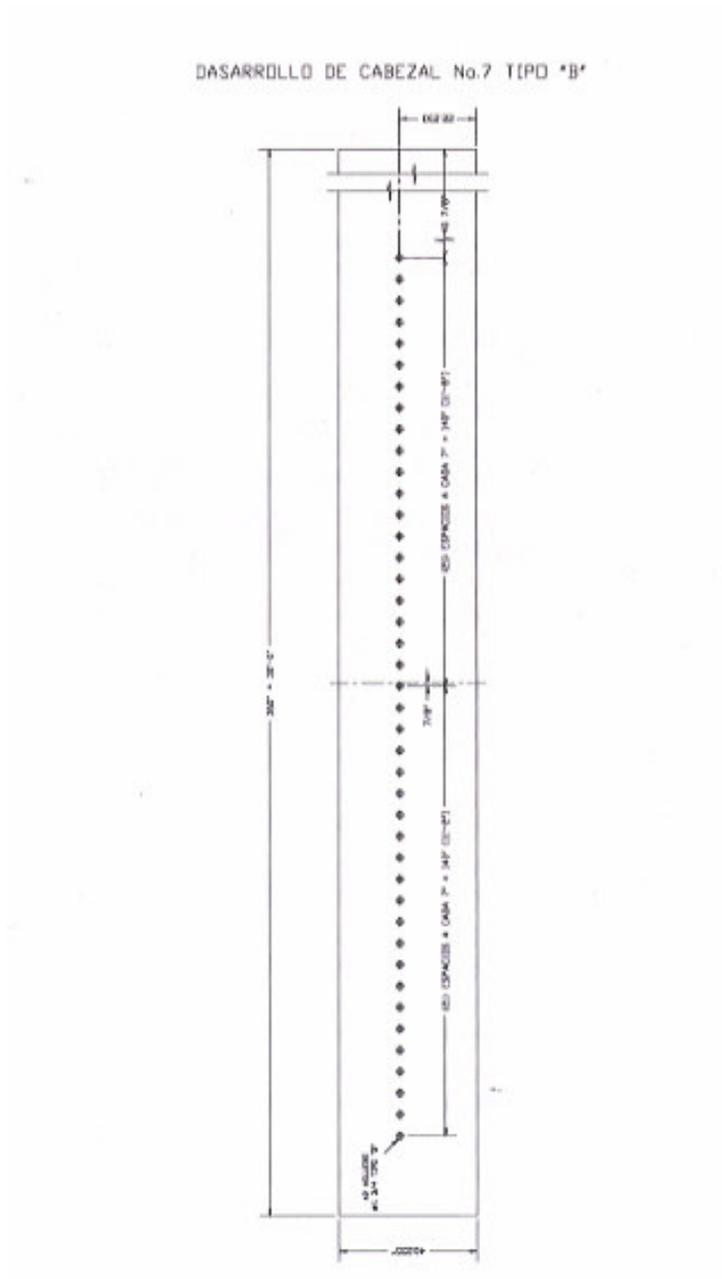
Fig. 34. Localización agujeros de elementos tipo "A"

DESARROLLO DE CABEZAL No.7 TIPO "A"



Fuente: Consultores de ingenios azucareros. **Plano desarrollo cabezales # 6 y # 7**

Fig. 35. Localización agujeros elementos tipo "B".



Fuente: Consultores de ingenios azucareros. **Plano desarrollo cabezales # 6 y # 7**

2.3.3 Fabricación de agujeros en el cabezal para los elementos

Cuando el centro de los agujeros ya estaban marcados en el cuerpo del cabezal se procedió a iniciar con el barrenado de los agujeros. La perforación del cabezal se inició a partir del agujero del centro del cabezal hacia las orillas.

El barreno junto con su bancazo se fue corriendo cada vez que se perforaban 2 agujeros, o sea que se barrenaba un agujero, luego se daba un giro de 180° al barreno magnético para barrenar el otro agujero. Lo anterior se realizaba para ahorrar tiempo ya que cada vez que se le daba avance a la base del barreno se perdían varios minutos.

La velocidad a la cual se barrenaron los agujeros fue de 100 rpm, la cual podía graduarse en el mecanismo del barreno magnético. Para evitar el calentamiento de la broca se utilizó un líquido lubricante descrito anteriormente, la mezcla de líquido y agua era aplicada en la zona donde se estaba barrenando el agujero por medio de un recipiente plástico.

Cuando ya se tenían todos los agujeros barrenados en el cabezal del sobrecalentador se procedió a realizar un bisel a cada uno de los agujeros. El bisel realizado en el borde de los agujeros tenía una profundidad de aproximadamente 1/4 de pulgada, el cual fue hecho con disco de pulir.

Cuando ya se tenían listos los agujeros en el cabezal de vapor se procedió a barrenar el agujero donde se instalará la válvula de seguridad del sobrecalentador, las 2 válvulas de venteos y las tomas para las mediciones de presión y temperatura de vapor del sobrecalentador. Cuando ya se habían barrenado todos los agujeros en el cabezal se procedió a limpiar el interior del tubo del sobrecalentador (eliminar escorias).

2.4 Montaje del cabezal superior de vapor y elementos del sobrecalentador

2.4.1 Alineamiento del cabezal superior de vapor

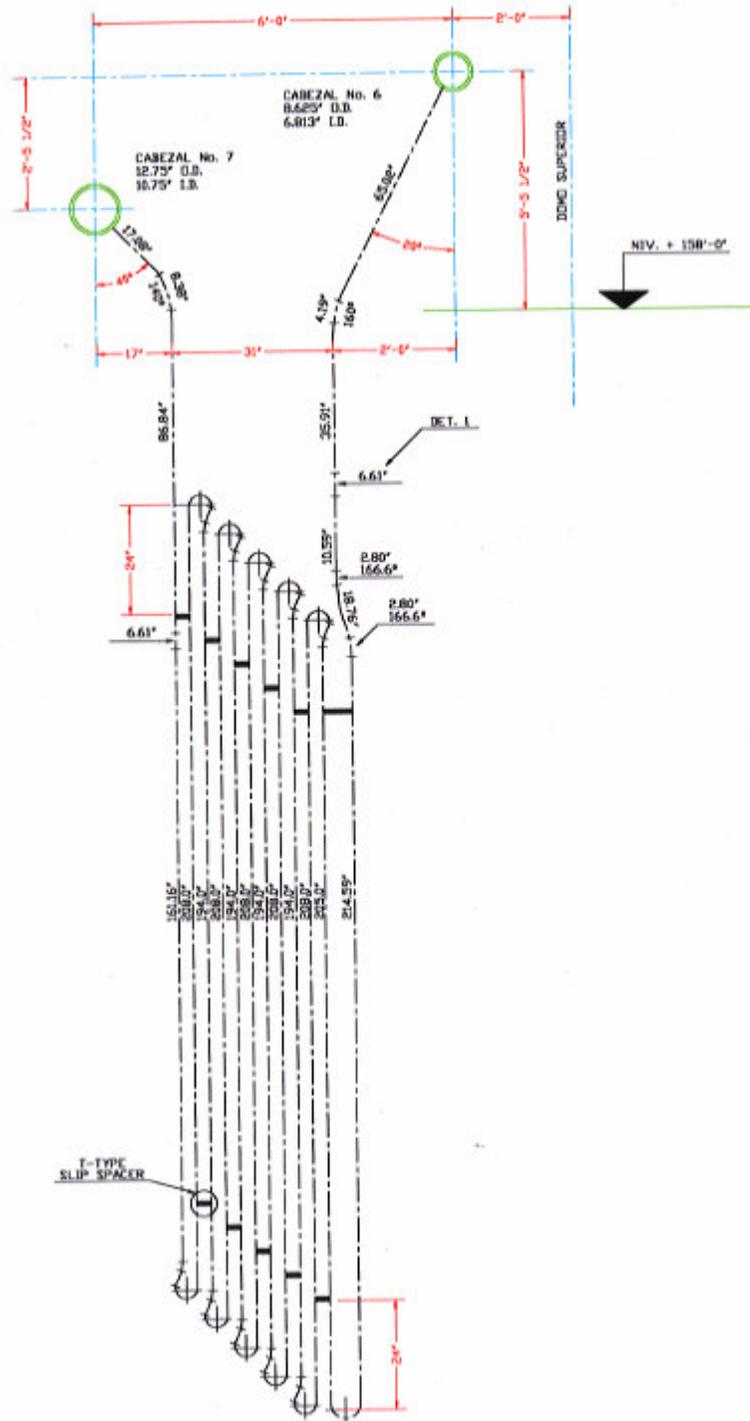
Para el alineamiento del cabezal de vapor # 7 se tomó de referencia la localización del cabezal de vapor # 6 y la tubería de salida de vapor de la caldera. Como puede observarse en la figura 36 se debe mantener una distancia horizontal de 6 pies entre el cabezal de vapor # 6 y el cabezal de vapor # 7 y una distancia vertical de 2 pies 5 pulgadas y media. Estas medidas deben ser precisas para evitar que existan diferencias de montaje entre los elementos que posteriormente se instalarán en los cabezales de vapor, debido a que los elementos del sobrecalentador deben quedar alineados para que los sopladores de hollín se ubiquen de la misma forma para cada elemento y así poder limpiar el hollín que se acumula en ellos.

Alineamiento sentido Horizontal

Para el alineamiento en sentido horizontal del cabezal de vapor # 7, se instalaron hilos a nivel con respecto a la horizontal desde el centro del cabezal de vapor # 6 en los 2 extremos, hacia la dirección de la posición del cabezal # 7, y se colocó otro hilo con respecto a la vertical que indicara el centro del cabezal # 6. Cuando ya se tenían los hilos colocados a nivel se midió 6 pies en ambos extremos sobre las vigas laterales hacia el cabezal # 7 a partir de donde marcaba el plomo del hilo que indicaba el centro del cabezal # 6.

Las medidas entre los cabezales de vapor # 6 y # 7, pueden observarse en la figura # 36, que a continuación se presenta.

Fig. 36. Instalación elementos del sobrecalentador.



Fuente: Consultores de ingenios azucareros. **Plano de elementos de superheater.**

Alineamiento sentido Vertical

Para el alineamiento vertical se colocó hilos a plomo 2 pies 5 pulgadas y media en sentido vertical, desde los hilos que estaban a nivel en el plano horizontal del centro del cabezal # 6, hacia las marcas que ya están instaladas en las vigas laterales que pertenece a la distancia horizontal entre cabezales de vapor.

Cuando se tenían las marca del centro del cabezal # 7, se procedió a medir la distancia que existía desde la marca del centro del cabezal hacia las vigas laterales con el fin de verificar que medida de alzas debería de colocarse para lograr que los cabezales de vapor se ubicaran a 2 pies 5 pulgadas y media uno del otro en sentido vertical. Al realizar las medidas nos dio como resultado 2 pies 6 pulgadas un cuarto, por lo cual se debió instalar una platina de tres cuartos de pulgadas en ambos extremos del cabezal # 7, sobre las vigas laterales.

Las figuras 37 y 38 nos muestran la ubicación y el esquema de los cabezales de vapor # 6 y # 7, que se siguió para el alineamiento en sentido horizontal y en sentido vertical.

Fig. 37. Esquema ubicación cabezales de vapor # 6 y # 7.

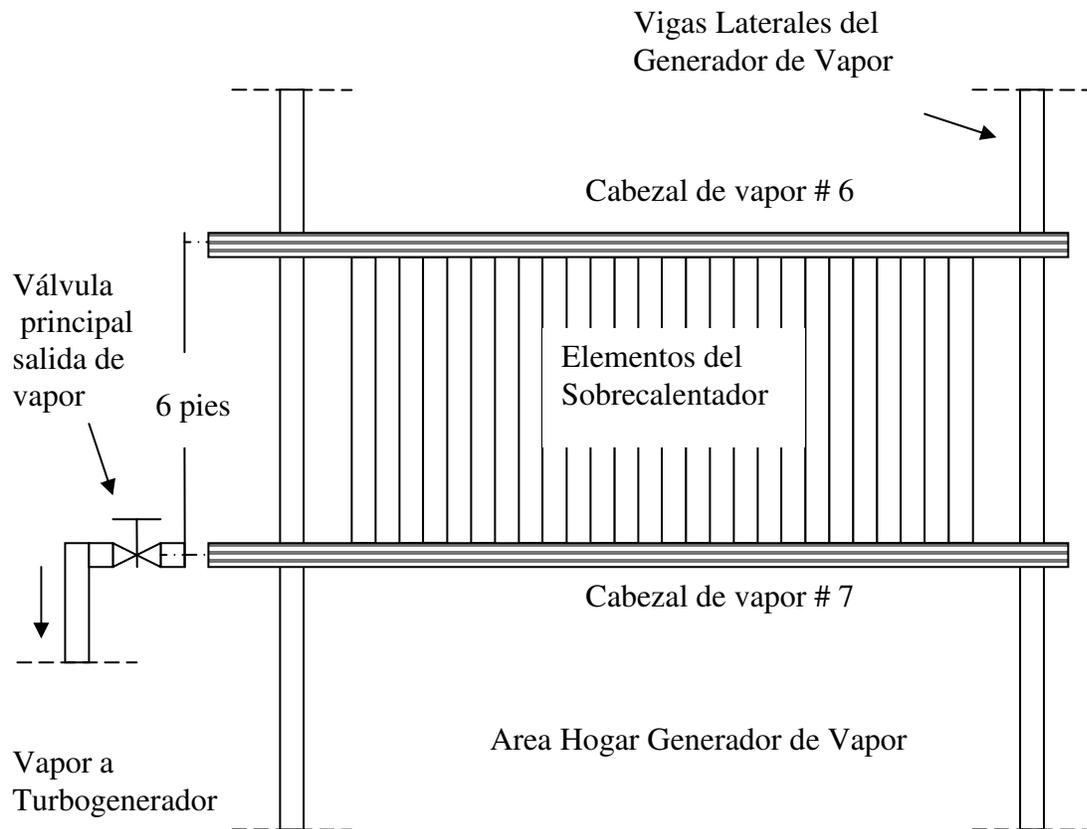
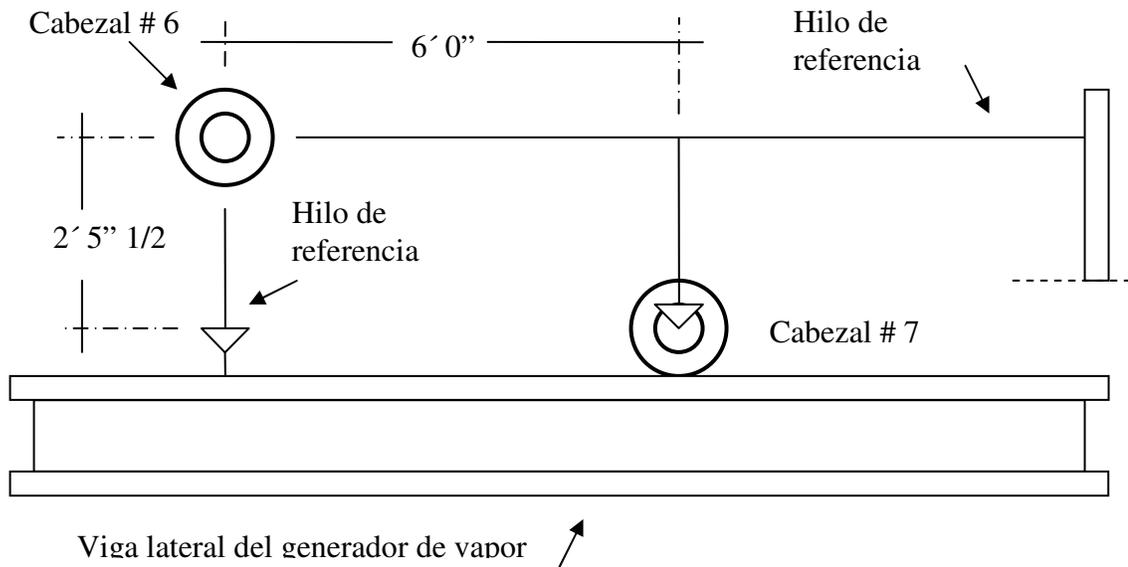
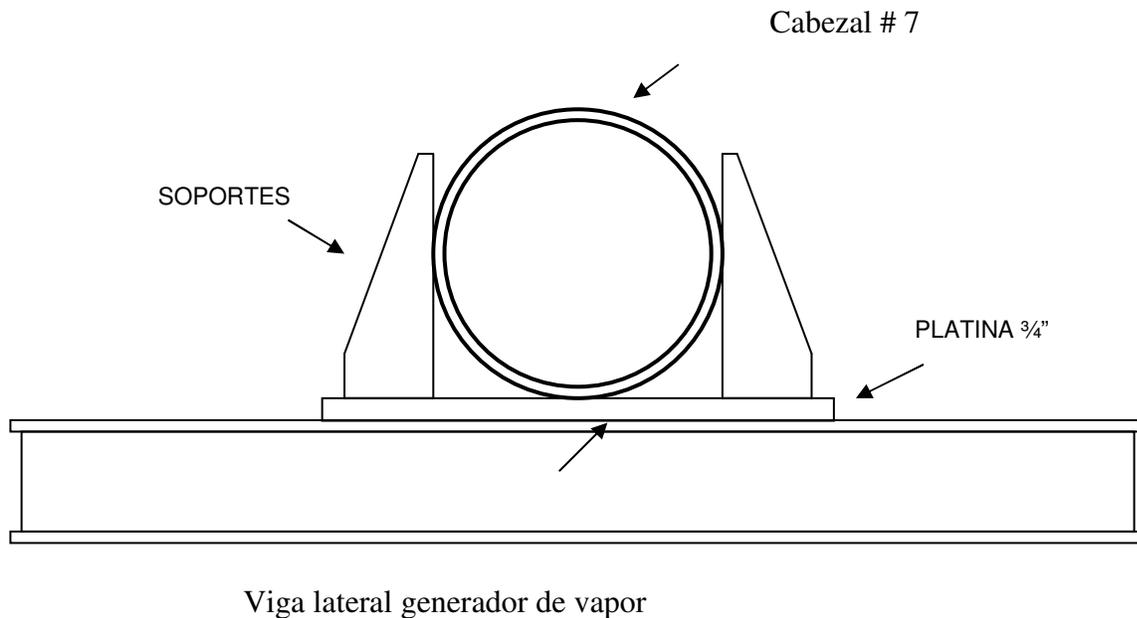


Fig. 38. Esquema de alineación cabezales de vapor del sobrecalentador.



En la figura 39 se muestra la instalación de la platina y los topes que se le instalaron al cabezal de vapor # 7 ya instalado en el generador de vapor.

Fig. 39. Instalación de la platina y topes del cabezal # 7.

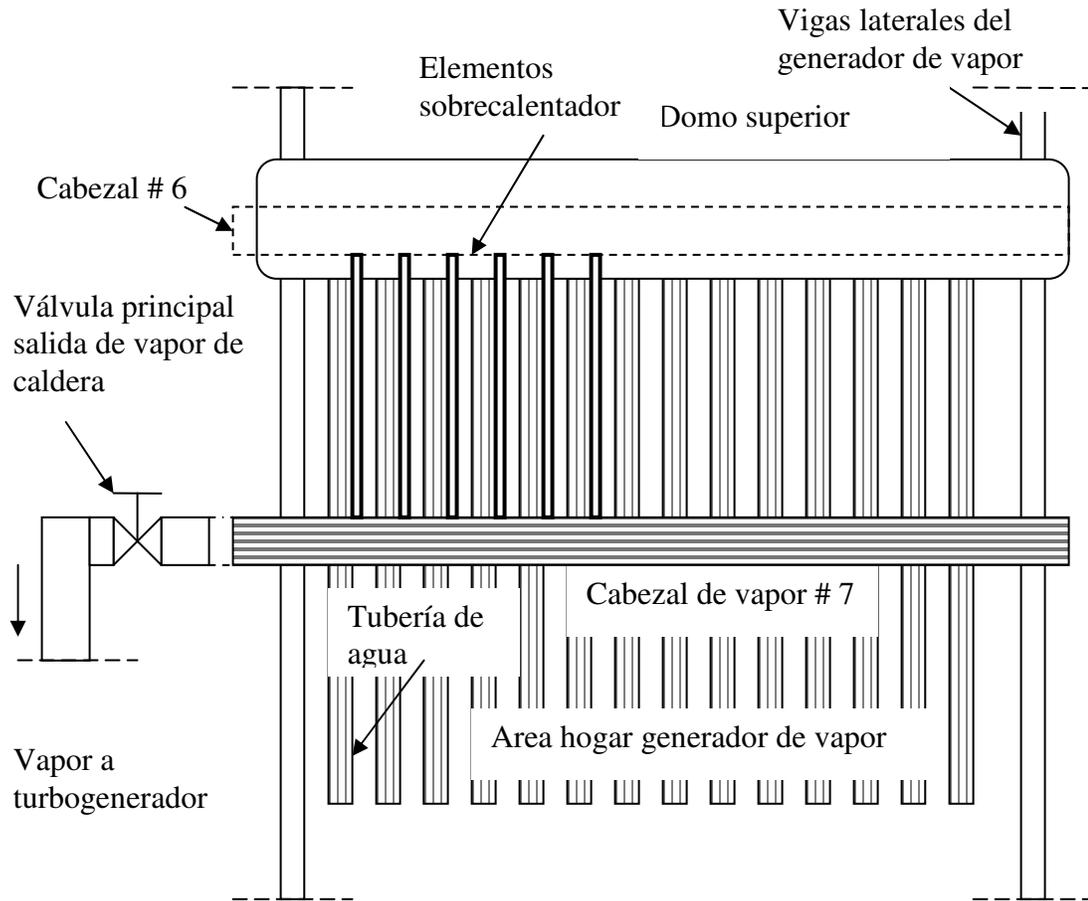


2.4.2 Instalación de los elementos del sobrecalentador en el cabezal

Para la instalación de los elementos del sobrecalentador se utilizó la misma grúa con la que se habían extraídos los elementos. Los elementos fueron introducidos por la parte de arriba del generador de vapor por las razones antes expuestas en la sección 2.1. Para la instalación de los elementos se necesitó de 1 soldador y 4 ayudantes y se tuvo que desmontar un conjunto de láminas del edificio sobre el generador de vapor para que la grúa pudiera introducir los elementos.

La grúa levantó los elementos desde la parte baja del generador de vapor y los dirigió a la parte de arriba del generador de vapor. Luego el personal dirigía el elemento a la posición donde se conectaría los elementos a los cabezales de vapor. En la figura 40 se muestra en vista de planta la forma como se ubican los elementos entre los tubos de agua del domo superior.

Fig. 40. Ubicación de los elementos del sobrecalentador.



Los elementos se colocaron uno tipo A y uno tipo B en medio de 2 tubos de agua del domo superior, el espacio es muy reducido para lo cual se tuvo mucho cuidado en la colocación de los elementos.

Cuando el elemento ya estaba en su lugar (conectado en el cabezal # 6 y # 7) se procedió a biselar la parte del elemento y luego se aplicó soldadura con equipo TIG a la parte del elemento unida al cabezal # 6, aquí el soldador únicamente realizaba un pase de soldadura, que luego de instalar varios elementos se procedería a soldar formalmente la unión.

Para la parte del elemento que debería unirse en el cabezal # 7 únicamente se le colocó puntos pequeños de soldadura de arco directo y luego se soldaría formalmente. Para la soldadura de elementos a los cabezales de vapor también se utilizó varilla y electrodo E9018 B3.

2.4.3 Alineamiento de los elementos del Sobrecalentador

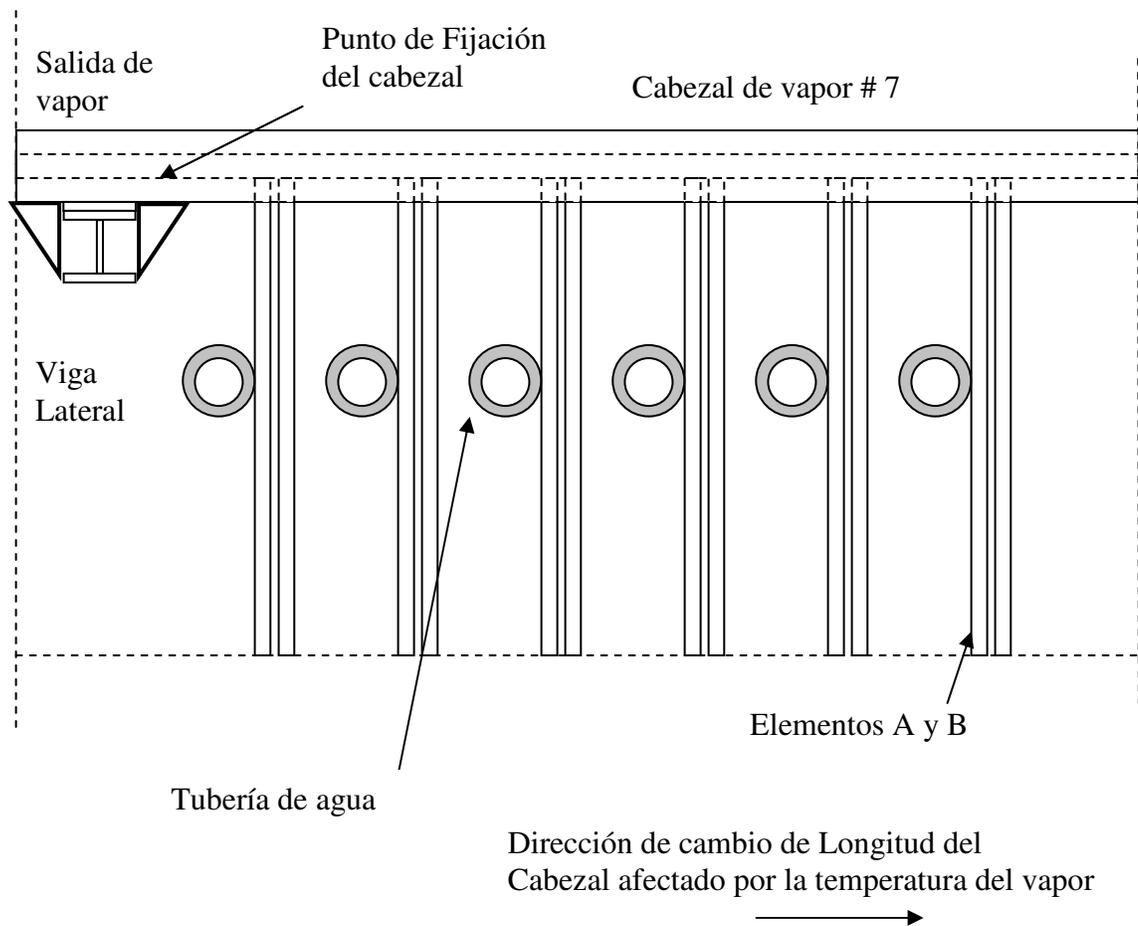
Anteriormente se mencionó que entre 2 tubos de agua deben instalarse 2 elementos del sobrecalentador (A y B), la distancia entre cada tubo de agua es de 3 pulgadas y media. Para el alineamiento de los elementos del sobrecalentador debe tomarse en cuenta los cambios de longitud que el cabezal de vapor tendrá al estar en operación normal el generador de vapor. Los cambios de temperatura a los cuales estará sometido el cabezal de vapor oscilarán desde 78 °F que es la temperatura ambiente aproximadamente, hasta 900 °F que es la temperatura de vapor a la cual operará el generador de vapor.

Considerando la separación que existe entre la tubería de los elementos del sobrecalentador y los tubos de agua del domo superior, se decidió fijar el extremo donde sale el vapor del cabezal # 7 a la viga lateral del generador de vapor para forzar al cabezal a que su cambio de longitud sea en un solo sentido y así evitar que la tubería de los elementos puedan romperse al topar con la tubería de agua. Antes de fijar el cabezal a la viga lateral se colocó el cabezal en un punto donde los elementos tuvieran su mayor carrera con respecto a los tubos de agua, en sentido del cambio de longitud del cabezal, y luego se le colocaron topes sobre la viga lateral.

Para poder llegar el cabezal al punto donde los elementos se alineen con respecto a los tubos de agua, se movió también hacia afuera la tubería de vapor que sale de la caldera junto con el cabezal de vapor # 7,

En la figura 41 se muestra la vista de una sección de la instalación de los elementos, los tubos de agua y la posición como se fijó el cabezal para alinear los elementos con respecto a la dirección de su cambio de longitud.

Fig. 41. Esquema de la ubicación de los topes en el cabezal de vapor # 7 para evitar cambios de longitud en ambos sentidos.



Como puede observarse en la figura anterior el cabezal crecerá de longitud hacia el lado opuesto de la salida del vapor debido a que en el extremo de la salida del vapor está fijado a la viga lateral por medio de dos cartabones que no dejarán que tenga movimiento en ese extremo.

2.4.4 Instalación parte superior generador de vapor

La instalación de la parte superior del generador de vapor se realizó en 4 etapas, dependiendo de la clase de trabajo que se realizaría las cuales consistían en trabajos de albañilería, trabajos de soldadura, trabajos de mecánica y trabajos de instrumentación.

Trabajos de albañilería

En los trabajos realizados por parte de personal de albañilería se colocó el sello de concreto y fibra aislante en el techo del hogar de la caldera donde los elementos entran al hogar. Para la instalación del sello de concreto se colocó una lámina galvanizada lisa calibre 26 sobre los tubos de agua que salen del domo superior. Sobre la lámina galvanizada se procedió a poner ladrillo fabricado con concreto refractario Ultra 70 entre los espacios de entrada y salida de cada elemento a lo largo del techo de la caldera, y donde los elementos se introducen al hogar de la caldera se fundió con mezcla de concreto Ultra 70 de aproximadamente 2.5 pulgadas de grueso. Para que la mezcla no se pegue a los tubos de los elementos del sobrecalentador, se fabricó una camisa a cada elemento con lámina lisa galvanizada calibre 28 en la parte que iba a tener contacto con la fundición a fin de que al calentarse el elemento no dañara el concreto.

Cuando ya se tenía instalada la fundición de concreto en el techo del hogar se procedió a colocar la fibra aislante. A cada cabezal de vapor se le colocó fibra aislante tubular de lana mineral a todo el largo, mientras que a los elementos del sobrecalentador se les colocó planchas de fibra aislante de lana mineral de 3” de grueso a cada lado de los tubos de los elementos a todo el largo del hogar, antes de que éstos entren en el hogar de la caldera. Sobre la fundición de concreto del techo del hogar se colocó una plancha de fibra aislante de 3 pulgadas lana mineral a todo el largo del hogar. En las paredes laterales del techo del hogar se procedió a instalar 2 capas de fibra aislante mineral para evitar que la temperatura pueda transmitirse hacia el exterior por medio de la lámina.

Entre las actividades desarrolladas por el personal de albañilería se incluyen también el aislamiento de la válvula principal de salida de vapor de la caldera y parte de la tubería de salida de vapor. Para esta actividad los albañiles utilizaron fibra cerámica de 1-1/2 de grueso de 4 libras de densidad, luego se instaló malla para gallinero de 1/2 x 1/2 sobre la fibra que ya estaba instalada sobre la válvula y la tubería, para luego instalarle sobre la malla y la fibra el concreto aislante K-1000, que es un concreto aislante que evita que la temperatura se conduzca hacia el exterior y a la vez da protección a la fibra de la tubería. El concreto aislante K-1000 se aplica en forma de pasta y no puede ser maltratado cuando está instalado en la tubería.

Trabajos de Soldadura

Al terminar los trabajos el personal de albañilería, el soldador procedió a instalar la lámina lateral y superior del techo del hogar, se utilizó lámina de hierro negro de 1/8 de pulgada de grueso. En la instalación de la fibra aislante en las paredes laterales del techo del hogar por parte del personal de albañilería, también fue necesario que el soldador instalara pines para poder soportar las planchas de fibra aislante, lo cual lo realizó con varilla lisa de 1/4 de pulgada, soldando pedazos de varilla de aproximadamente 5 pulgadas de largo a la pared lateral de lamina del techo del hogar.

En el cabezal de vapor que fue modificado se soldaron 3 coplas para mediciones de presión y temperatura de vapor. Se colocó 1 copla de 1/2 pulgada de diámetro y dos coplas de 3/4 de diámetro. Las coplas instaladas en el cabezal del sobrecalentador, poseen una capacidad de trabajo de 3000 psi y 1050 °F.

Las tuberías de descarga de vapor hacia la atmósfera de la válvula de seguridad del sobrecalentador y de las válvulas de venteo, fueron instalada en la nueva salida del cabezal de vapor, así como también las tuberías para las mediciones de presión y temperatura de vapor.

Trabajos de Mecánica

Cuando ya el personal de albañilería y el soldador habían finalizado sus respectivas actividades en la instalación de la parte superior del generador de vapor, un mecánico especializado procedió a instalar la válvula de seguridad del sobrecalentador. Para la instalación de la válvula de seguridad debió utilizar un polipasto pequeño de 1 tonelada de capacidad para poder levantar la válvula y luego instalarla sobre el flange del cabezal de vapor.

Para la instalación de la válvula de seguridad se utilizó como empaque entre el flange del cabezal y la válvula de seguridad, un Gasket metálico redondo clase 900 de 4 pulgadas de diámetro. Los tornillos utilizados para apretar la válvula de seguridad al flange son tornillos de grado 8, para que puedan soportar la presión que ahora se manejará en dicha caldera.

Trabajos de Instrumentación

En los trabajos de instrumentación se procedió a instalar un termopozo en uno de los extremos del cabezal para poder instalar posteriormente un termómetro que nos indique la temperatura de vapor.

En una de las coplas instaladas en el sobrecalentador se instaló tubería que conduciría vapor hacia los manómetros que se encuentran en la parte baja del generador de vapor, y en la otra copla se instaló tubería hacia un transmisor que nos indicaría la temperatura de vapor.

En los trabajos de instrumentación también se cableó para las mediciones de presión y temperatura de vapor del nuevo cabezal, como también la instalación de los termómetros y transmisores.

2.6 Montaje de la bomba de agua de alimentación

2.6.1 Descripción de la bomba de agua de alimentación

Para el funcionamiento del generador de vapor a la presión y temperatura de vapor de 850 psi y 900 °F se emplearán 2 bombas de alimentación de agua con características de operación en el generador de vapor antes mencionadas. Estas bombas reemplazarán a las que actualmente están instaladas, capacitadas únicamente para operar el generador de vapor a 600 psi. A continuación se presentan las características de las bombas de alimentación que se instalarán:

Marca:	Bingham.
Tamaño y tipo:	3 x 6 x 9-E MSD
Etapas:	10
R.P.M:	3560
G.P.M.:	425
Cabeza:	3410 pies

En operación normal del generador de vapor operará únicamente 1 bomba de alimentación y la otra estará de repuesto por cualquier emergencia o para alternarse en operación.

El turbogenerador TGM al cual alimentará el generador de vapor posee un régimen térmico de 13.2 lb/kw, lo que significa que para una generación de 15000 Kw por hora, el flujo de vapor del generador será de 13.2 lb/hora x 15000 kw/hora, dando un flujo de vapor de 198000 lbs/hora que es la demanda de vapor del turbogenerador.

En el anexo 7 se muestra la tabla de operación de las bombas de alimentación de agua para cálculo de capacidades y eficiencias. En este caso para una demanda de vapor de 198000 lbs/hora se deduce lo siguiente:

Para un flujo de vapor de 198000 lbs/hora, tomando una densidad del agua de 7.822 libras de vapor/galón, para agua comprimida a 256 °F, que es la temperatura del agua de alimentación, obtenemos que la cantidad de agua que deberá alimentarse a la caldera por medio de la bomba de alimentación será de

$$\frac{198000 \text{ lbs de vapor / hora}}{7.822 \text{ lbs de vapor / galón} * 60} = 421.88 \text{ galones por minuto.}$$

La cantidad de flujo de agua de alimentación de 421.88 galones por minuto, es la cantidad de agua de alimentación que debería introducirse a la caldera, lo que significa que la capacidad de bombeo de la bomba de alimentación (flujo de agua) deberá ser mayor de 421.88 galones por minuto.

Actualmente el sistema de agua de alimentación posee una línea de tubería que recircula agua de la bomba de alimentación hacia el deareador cuando la presión de agua a la salida de la bomba se incrementa demasiado. Esta tubería se conectará a las nuevas bombas de agua de alimentación para que su funcionamiento sea el mismo.

La línea de tubería de recirculación de agua de alimentación hacia el deareador, posee una válvula automática, que es manejada desde la computadora donde se opera el generador de vapor, la cual abre o cierra para mantener una presión de agua en la línea de alimentación hacia el domo superior de la caldera para evitar una sobrepresión en la tubería.

2.6.2 Fabricación de la base de concreto

Base metálica

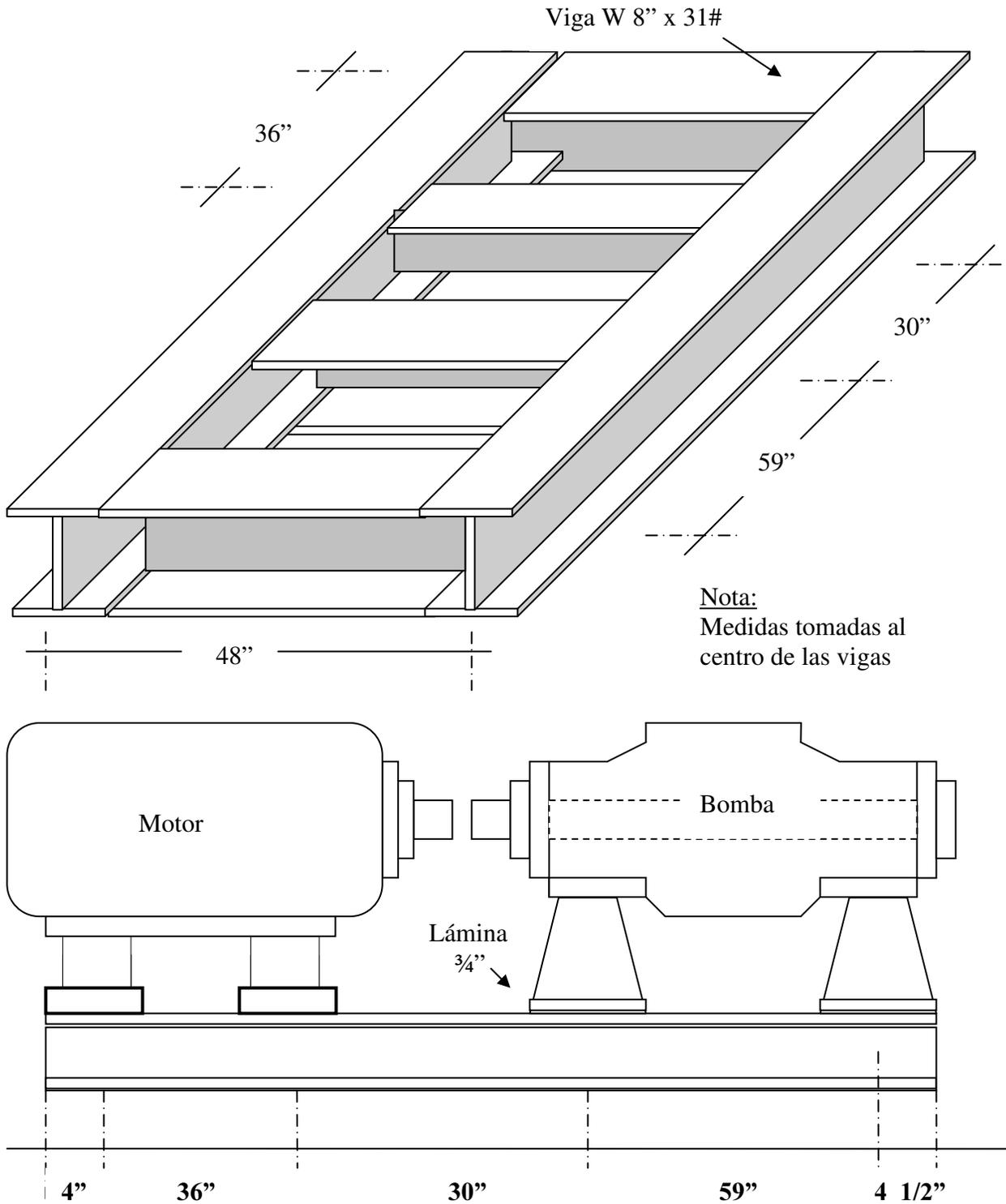
Las bombas de alimentación que se instalarán y que fueron importadas únicamente traen el bancazo donde ellas van sujetadas, para lo cual se debió construir el bancazo metálico que se atornilla a la base de concreto. La base metálica se construyó con viga I de 10 pulgadas y 31 libras de densidad y encima de la armadura de las vigas se colocó una lámina hierro negro de 3/4" de grueso para soldar las bases de la bomba

Las medidas del bancazo y de la base de concreto dependieron de las medidas que se tienen de los anclajes de la bomba de alimentación y del motor eléctrico con el cual operarán dichas bombas.

En la fabricación del bancazo metálico del conjunto bomba-motor, se dejó la medida de la altura del eje de la bomba 1/8 de pulgada arriba de la altura del eje del motor, para que al alinearlos únicamente se tenga que instalar alzas al motor eléctrico.

En la figura 42 se muestra el bancazo donde van atornilladas las bombas y el bancazo que se construyó para atornillarlo a la base de concreto, así como también las medidas entre bomba y motor.

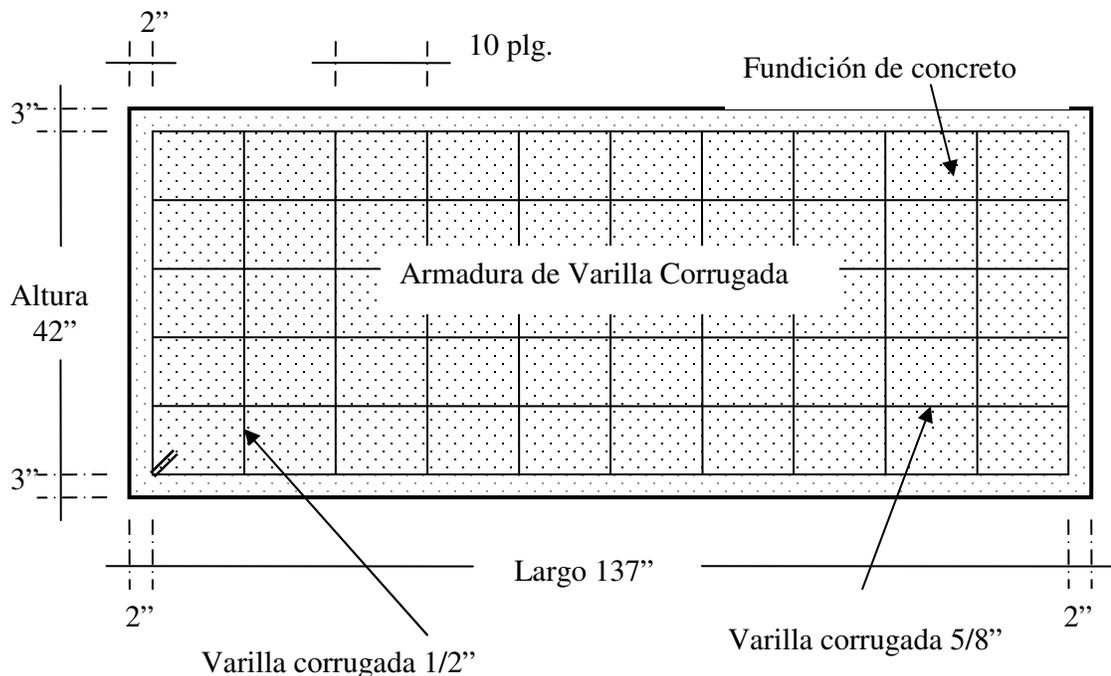
Fig. 42. Esquema del bancazo metálico de las bombas de alimentación.



Base de Concreto

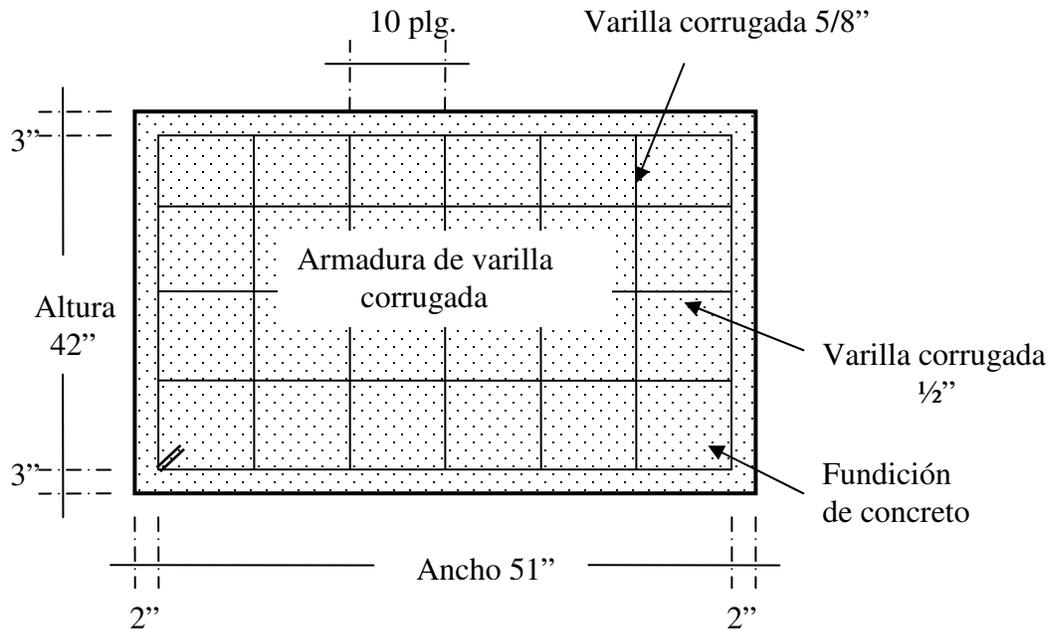
La armadura para la base de concreto se fabricó con varilla corrugada de $\frac{1}{2}$ pulgada y $\frac{5}{8}$ pulgadas, y se les dio una dimensión de 51 pulgadas de ancho, 137 pulgadas de largo y 42 pulgadas de altura. Las dimensiones de los bancazos metálicos y de la base de concreto se diseñaron tomando en cuenta la base y tamaño de las bombas de alimentación que se instalarían y de los motores eléctricos que se utilizarán en la operación de las bombas. En las figuras 43 y 44 se muestran las dimensiones de las armaduras de varilla corrugada que se utilizó en la fundición de concreto.

Fig. 43. Vista lateral de la armadura para la fundición de las bases de las bombas de alimentación.



Nota: Las medidas se dan en pulgadas.

Fig. 44. Vista frontal de la armadura para la fundición de las bases de las bombas de alimentación.

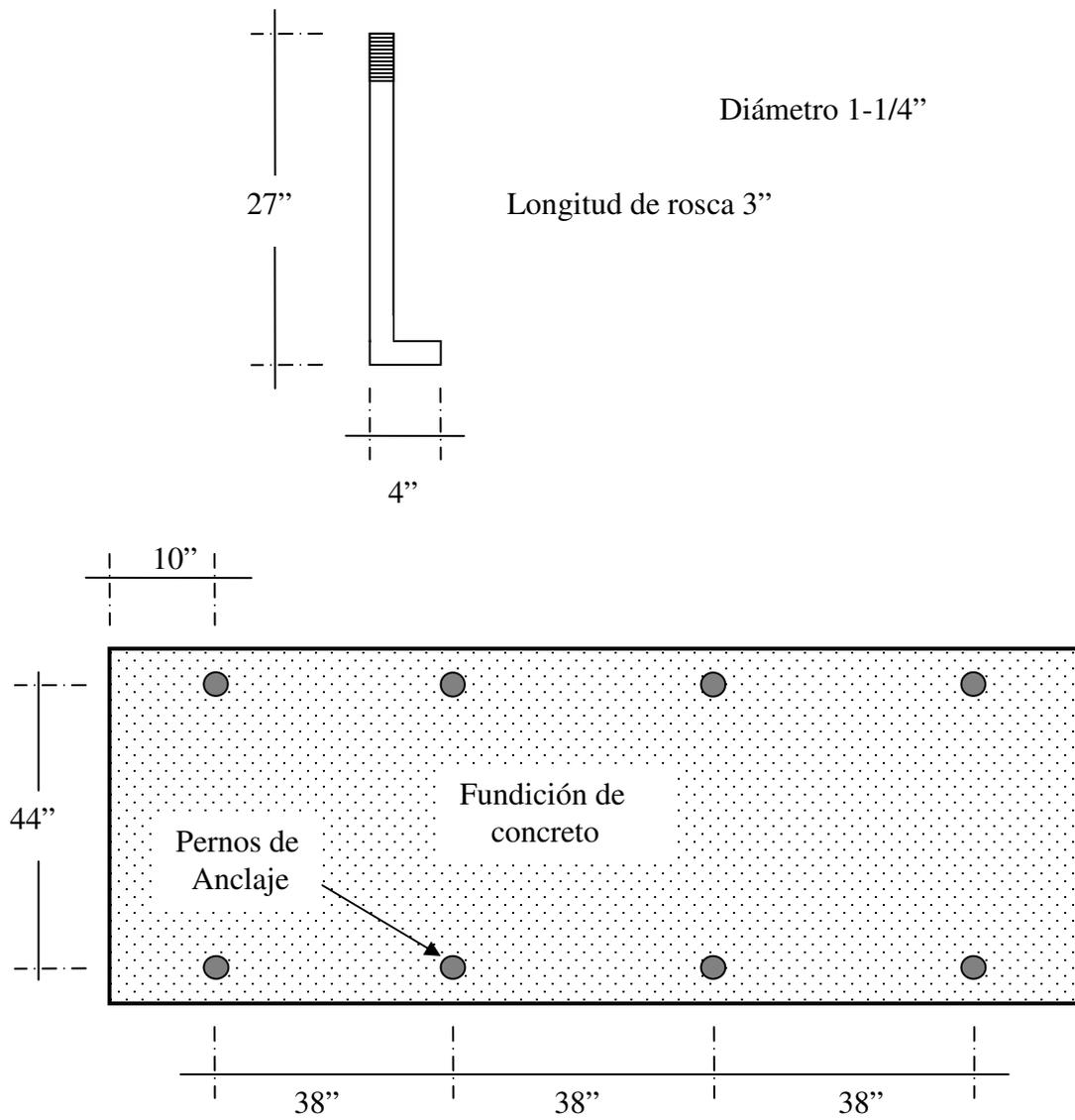


Nota: Las medidas se dan en pulgadas.

Para el anclaje de los bancazos metálicos a la base de concreto se instalaron dentro de la fundición de concreto pernos fabricados de varilla lisa de un diámetro de 1-1/4" los cuales fueron soldados a la armadura. Los pernos se ubicaron en la armadura de acuerdo a las medidas del bancazo de metal de las bombas.

En la figura 45 se muestran las características de los pernos de anclaje y la posición de los mismos en la armadura.

Fig. 45. Esquema de la ubicación de los pernos de anclaje de las bases de concreto de las bombas de agua de alimentación.



Nota: Las medidas se dan en pulgadas.

2.6.3 Colocación y alineamiento de la bomba y motor eléctrico

Selección del acoplamiento

Para poder seleccionar el acoplamiento se tomaron aspectos de operación tanto del motor como de la bomba de alimentación. El motor posee una potencia de 500 hp, con una velocidad constante de 3580 rpm, el diámetro del eje del motor es de $2 \frac{5}{8}$ de pulgada y el diámetro del eje de la bomba de alimentación es de $2 \frac{1}{16}$ de pulgada, es una bomba centrífuga y utiliza cojinetes para el rodamiento del eje. Para la selección del tipo y tamaño del acoplamiento se utilizó el método de selección por medio de fórmula descrito en el manual de la compañía Falk de productos para transmisión de potencia (pag. 581).

Actualmente la compañía Falk es un proveedor del Ingenio Santa Ana con lo que respecta a equipos para transmisión de potencia, razón por la cual se ha tomado en consideración esta marca para la selección del acoplamiento.

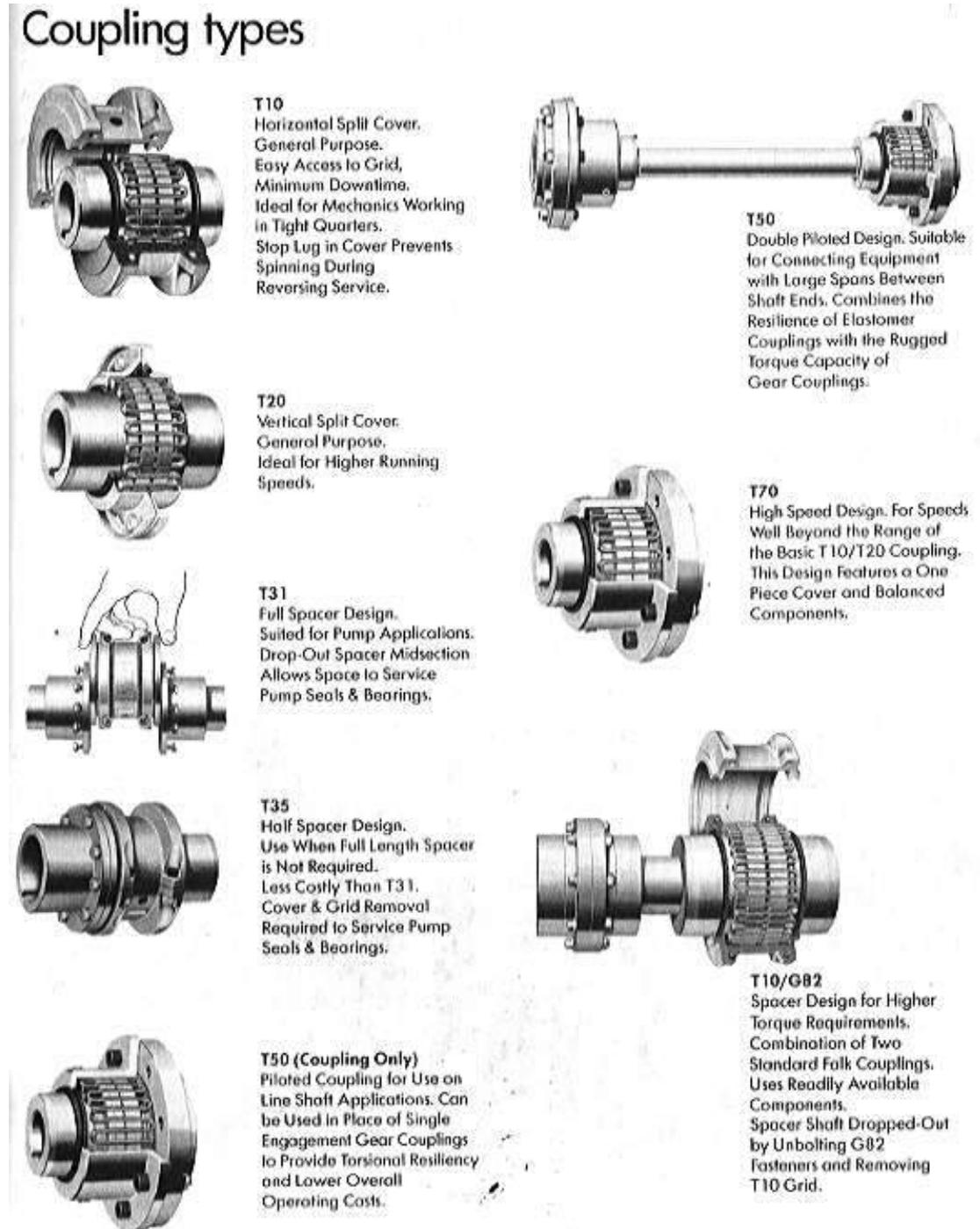
Cálculo para la selección del acoplamiento

Para el cálculo de la selección del acoplamiento se tomó información de las tablas de características de los diferentes tipos de acoplamiento del manual de transmisión de potencia de la compañía antes descrita, tomándose los siguientes pasos:

1.- Selección del tipo de acoplamiento.

Para la selección del tipo de acoplamiento, se utilizó la figura 46, se decidió utilizar el tipo de acoplamiento que más se adapte a nuestras necesidades. Para el montaje de estas bombas de alimentación se ha decidido utilizar el acoplamiento tipo T10, porque es el tipo que más se adapta a este conjunto.

Fig. 46. Tipos de acoplamientos



Fuente: Productos de transmisión de potencia, Falk, pag. 577.

2.- Determinación del factor de servicio

Para la determinación del factor de servicio verificar en la tabla del anexo 8, aquí se indica que para bombas centrífugas accionadas por motor a velocidad constante corresponde un factor de servicio de 1.00.

3.- Cálculo requerido de rango nominal

La potencia del acoplamiento por cada 100 rpm nominal o torque nominal deberá ser igual o exceder los requerimientos de la aplicación. Para determinar el acoplamiento nominal se utilizará la fórmula siguiente

$$\text{hp transmitidos por 100 rpm} = \frac{HP \text{ Transmitido} \times 100 \times FS}{RPM}$$

$$\text{hp transmitidos por 100 rpm} = \frac{500 \times 100 \times 1.00}{3580}$$

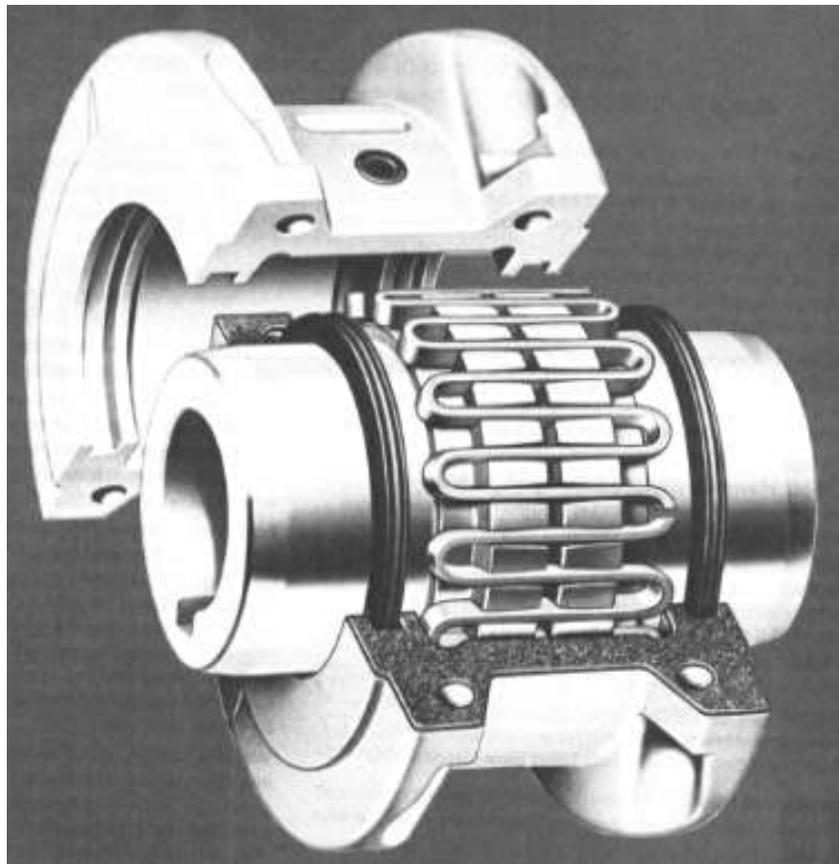
$$\text{hp transmitidos por 100 rpm} = 13.96$$

4.- Selección del tamaño del acoplamiento

Con el valor obtenido de los hp por 100 rpm de 13.96 se observa en el anexo 9 el tamaño del acoplamiento; para lo cual puede utilizarse un acoplamiento 1080T, el cual nos da una velocidad disponible de hasta 3600 rpm y un torque de 16500 lb-pulg.

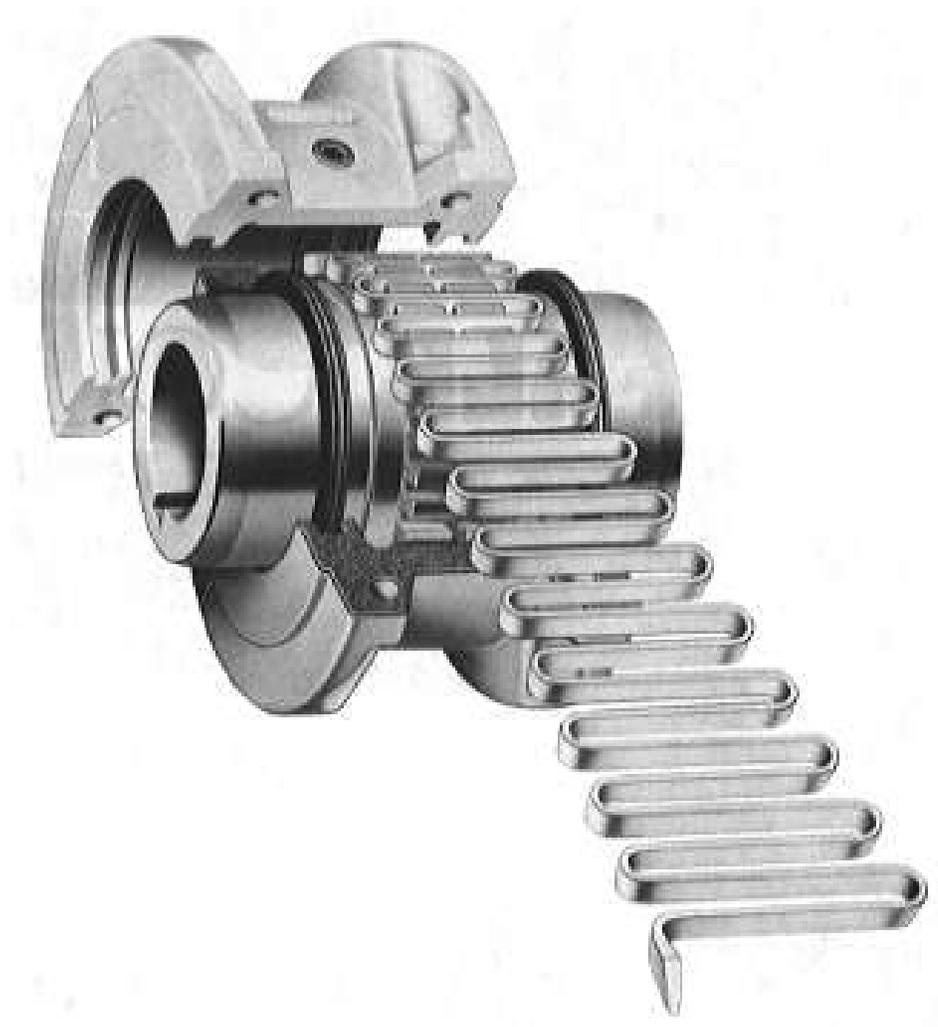
Cuando ya se tenía el tamaño del acoplamiento se procedió a verificar el tamaño máximo del eje en el cual puede utilizarse el tipo de acoplamiento 1080T. Como puede observarse en el anexo 10 un acoplamiento 1080T puede utilizarse en ejes que tengan un diámetro menor de 3 pulgadas, que en nuestro caso para un diámetro en el eje del motor de 2 5/8 de pulgada y en la bomba de 2 1/16, se adapta perfectamente. En resumen se utilizará un acoplamiento 1080T, se maquinó cada masa del acoplamiento, una masa a la medida del eje del motor y la otra a la medida del eje de la bomba de alimentación. En las figuras 47 y 48 se muestra un acople Falk tipo T10.

Fig. 47. Acoplamiento tipo T10.



Fuente: Productos de transmisión de potencia, **Falh**, pag. 573.

Fig. 48. Vista del acoplamiento T10



Fuente: Productos de transmisión de potencia, **Falk**, pag. 574.

Alineamiento de la bomba motor eléctrico

La máxima vida y el mínimo mantenimiento de acoplamientos así como la eliminación de problemas de vibración, es el resultado de un adecuado alineamiento entre las flechas de dos maquinas que son acopladas. La vida y los límites de operación en los acoplamientos están en función de la carga a la cual se opere, velocidad y lubricación del sistema.

Para un correcto alineamiento entre las 2 flechas de la maquina que va a ser acoplada debe revisarse el alineamiento angular, el alineamiento paralelo y la separación entre las 2 masas del acoplamiento.

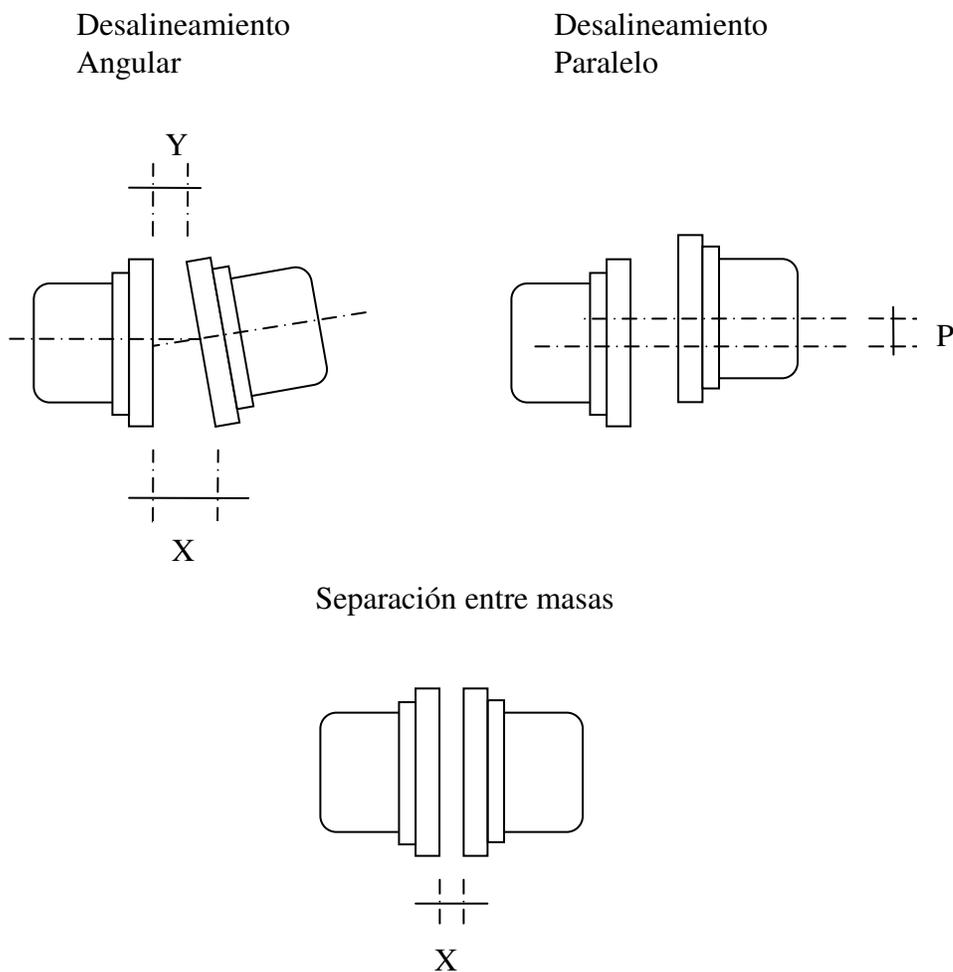
Para lograr un alineamiento adecuado se atornilló la bomba de alimentación a la base metálica, asegurándola en la posición en la cual operará. Luego se instaló el motor eléctrico en la base metálica tratando de que el eje del motor coincidiera verticalmente con el eje de la bomba de alimentación o que el eje del motor quedara un poco abajo del eje de la bomba para luego instalarle alzas al motor hasta llegarlo a la altura del eje de la bomba.

El alineamiento angular consiste en disminuir la diferencia entre la dimensión X y la dimensión Y (figura 49), medidas entre las masas del acoplamiento. Se tomaron medidas en 0° , 90° , 180° y 270° sobre la circunferencia de las masas del acoplamiento, comparándose la diferencia X y Y entre las medidas tomadas en 0° y 180° y entre las medidas tomadas en 90° y 270° .

El alineamiento paralelo consiste en reducir al mínimo la distancia entre las 2 líneas centro del eje del motor y el eje de la bomba de alimentación.

En la figura 49 se muestra el esquema del alineamiento angular, paralelo y la separación entre las 2 masas de un acoplamiento.

Fig. 49. Esquema alineamiento angular, alineamiento paralelo y separación entre masas de acoplamientos.



Fuente: Productos de transmisión de potencia, **Falk**, pag. 595.

En la sección anterior se obtuvo según el cálculo un acoplamiento tipo 1080T para el sistema motor-bomba de agua de alimentación. En el anexo 11 se muestran los valores permitidos para el alineamiento angular, paralelo y la separación entre masas para un acoplamiento 1080T.

Como puede observarse para un acoplamiento 1080T obtenemos un límite de alineamiento angular de 6 milésimas de pulgada máximo. Para el alineamiento paralelo obtenemos un límite de 8 milésimas de pulgada y para la separación entre masas obtenemos 125 milésimas de pulgada con un 10% mas o 10% menos.

En el alineamiento de la bomba y motor eléctrico se obtuvo un alineamiento angular de 5 milésimas de pulgada, un alineamiento paralelo de 7 milésimas y una separación entre masas de 130 milésimas.

2.6.4 Instalación de la tubería de succión y descarga.

Ubicación de las bombas de alimentación y tubería de succión y descarga

Las bombas de alimentación por complicaciones de espacio con otros equipos se instalaron en la parte baja y frontal del generador de vapor. La tubería de succión de las bombas se conectó al deareador de donde succionan las bombas de alimentación de la caldera # 4 y # 7, el cual obtiene agua de condensado proveniente de los preevaporadores del proceso de la fábrica en la elaboración de la caña de azúcar.

La descarga de las bombas de alimentación se conectó a la línea de descarga de las anteriores bombas de alimentación, con las que la caldera operaba a 600 psi de presión de vapor. La conexión se realizó antes de la válvula reguladora de flujo de agua de alimentación hacia el domo superior del generador de vapor.

Se instaló una válvula de pié en la línea hacia las bombas de alimentación que antes operaban a 600 psi, para evitar que la presión de las nuevas bombas de alimentación llegara a las mismas.

Para la instalación de la tubería de succión de las bombas se instaló tubería de hierro negro de 10 pulgadas de diámetro, desde el deareador hacia la parte de arriba de las bombas de alimentación (cabezal), el cual suplirá a las 2 bombas de alimentación. Luego del cabezal, se conectó una tubería de hierro negro de 8 pulgadas de diámetro con válvula de pié hacia la bomba.

Antes de conectar la tubería de 8 pulgadas de diámetro a la bomba, se instaló un reductor excéntrico de 8" x 6" hierro negro cédula 40, ya que la instalación de succión de las bombas de alimentación es de 6 pulgadas de diámetro.

Las válvulas instaladas en la línea de succión de las bombas de alimentación son válvulas marca Milwaukee, 200 WOG, 125 S, diámetro de 8 pulgadas, clase 125. Para la conexión de la tubería de admisión a las bombas de alimentación, se utilizó un flange con un diámetro de 6 pulgadas, clase 900, ya que es de este tipo el que trae en su cuerpo la bomba de alimentación. También en la línea de succión se instaló un codo de 90°, cédula 40, hierro negro de 8 pulgadas de diámetro y luego el reductor excéntrico hierro negro de 8" x 6" cédula 40.

Para la línea de descarga de las bombas de alimentación se utilizó a la salida de la bomba, un flange clase 900 que es el tipo de flange que posee la bomba. En la tubería de descarga luego se instaló un codo de 90°, hierro negro cédula 80 de 3 pulgadas de diámetro. Posteriormente se instaló un reductor concéntrico de 6" x 3" hierro negro, cédula 80, ya que la válvula retención cheque y la válvula de compuerta de la cual se disponía son de 6 pulgadas de diámetro.

Las válvulas de retención cheque instaladas en la línea de descarga de las bombas de alimentación es marca Newco, WCB, de 6 pulgadas de diámetro, clase 900. Las válvulas manuales de la línea de descarga son válvulas marca Newco, WCB de 6 pulgadas de diámetro clase 900.

Después de instalarse la válvula de retención y la válvula manual en la línea de descarga de las 2 bombas de alimentación, se procedió a colocar una tee de 6 pulgadas de diámetro para unir las tuberías de descarga de las 2 bombas, luego se procedió a instalar un reductor concéntrico de 6" x 5", ya que la tubería de las bombas anteriores hacia el domo superior de la caldera es de 5 pulgadas de diámetro, y como se mencionó anteriormente es a esta tubería a la cual se conectará la tubería de descarga de las nuevas bombas de alimentación.

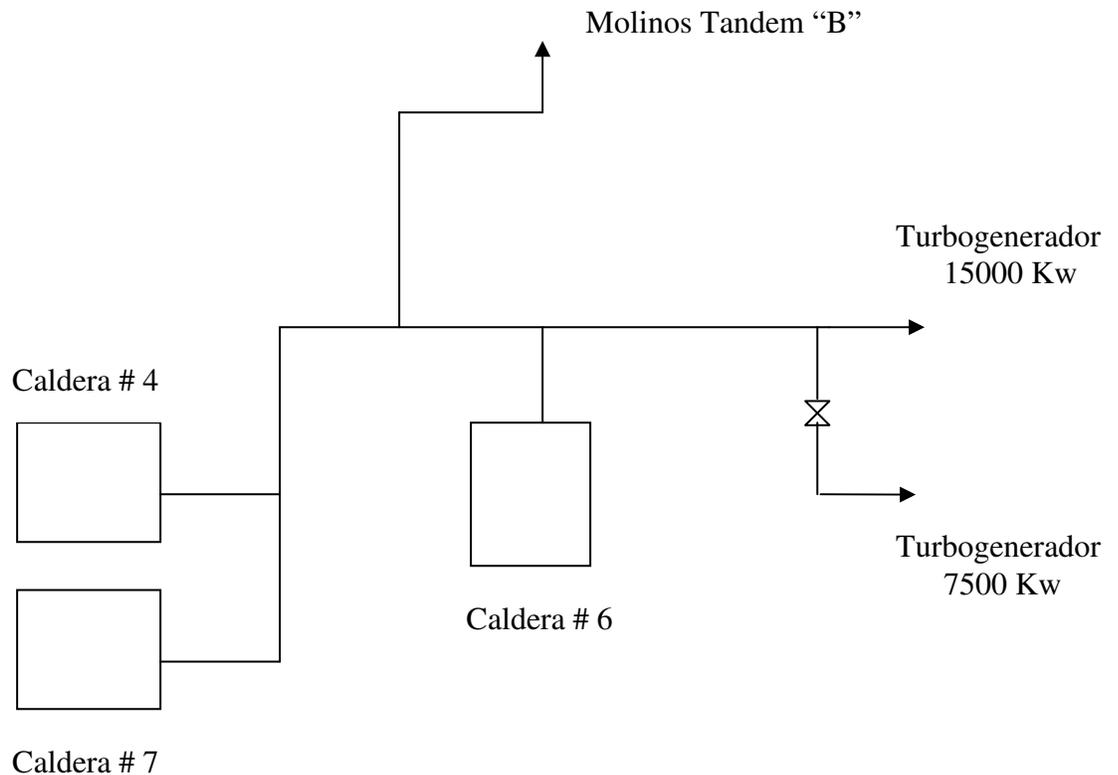
En la figura 50 se ilustra la forma como se instaló la tubería de succión y descarga de las bombas de alimentación de la caldera.

2.7 Modificación de la tubería de vapor

2.7.1 Esquema de la ubicación de la tubería de vapor actualmente

Actualmente el ingenio posee 2 calderas de 200 psi (caldera # 1 y caldera # 2), 3 calderas de 600 psi (caldera 4, caldera 6 y caldera 7) y 1 caldera de 850 psi (caldera # 5 que es exclusivamente para la operación del turbogenerador condensing). Las calderas de 600 psi alimentan vapor hacia una misma línea de tubería que distribuye el vapor hacia los distintos equipos que operan bajo estas condiciones, que son el tandem de molinos “B”, el turbogenerador de 15000 Kw y el turbogenerador de 7500 Kw. En la figura 51 se muestra la forma como opera actualmente el ingenio en la generación de vapor de 600 psi.

Fig. 51. Distribución de vapor de 600 psi actualmente.



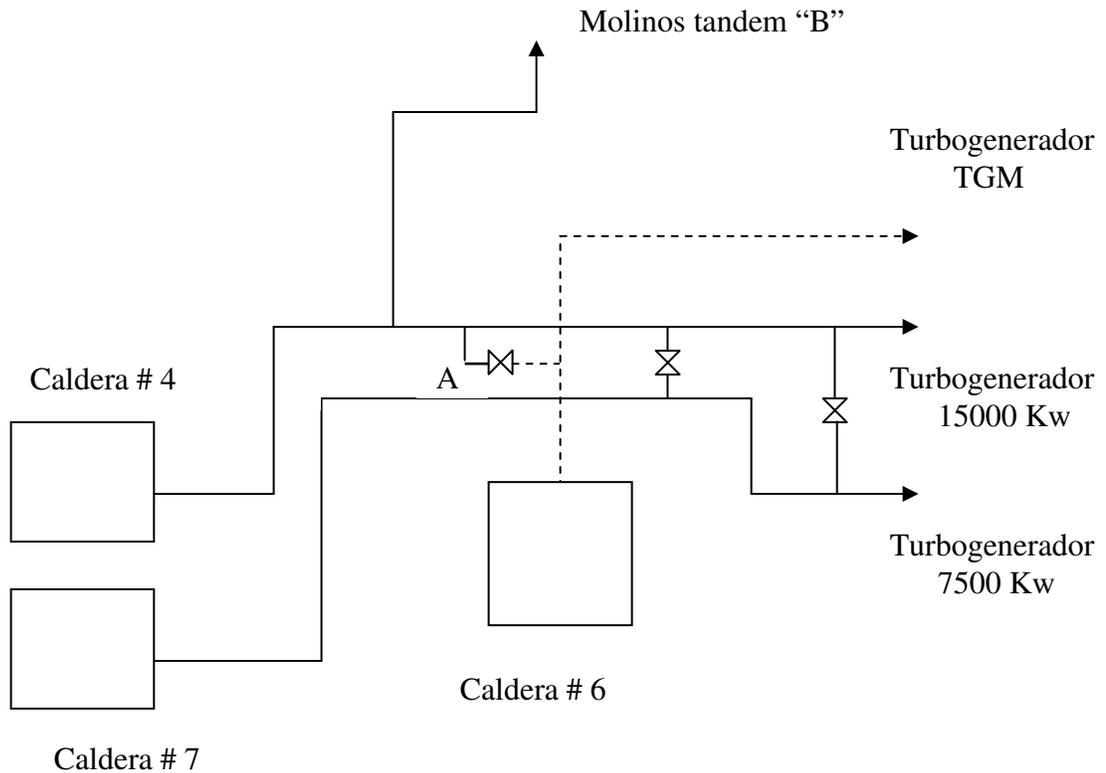
Como se mencionó anteriormente el ingenio posee únicamente una caldera apta para operar a 850 psi y 900 °F que es la caldera # 5, pero que es exclusivamente para alimentar vapor al turbogenerador condensing de 25000 Kw.

Con el montaje del nuevo turbogenerador TGM de 15000 Kw, para mejorar la eficiencia del ingenio y de la planta de generación eléctrica, se necesitará vapor con condiciones de 850 psi y 900 °F. No se cuenta actualmente con una caldera disponible para operar bajo estas condiciones, pero la caldera # 6, si fue diseñada para operar bajo estas condiciones aunque por las necesidades de vapor en el ingenio se ha operado a 600 psi y 700 °F, incluyéndose para dicho efecto en su diseño algunas partes para operar a dichas condiciones.

Para poder alimentar vapor directamente al nuevo turbogenerador TGM es necesario que la caldera # 6 sea modificada, evitándose las conexiones hacia las líneas de vapor de 600 psi por medio de tuberías con válvulas. Aunque la operación de la caldera # 6 será de 850 psi y 900 °F, como lo requiere el nuevo turbogenerador TGM, las líneas de tubería hacia los turbogeneradores que operan bajo condiciones de vapor de 600 psi, quedarán dispuestas para poder operar la caldera # 6 bajo estas condiciones si así se requiere. Ante la posibilidad de que la caldera opere de nuevo bajo condiciones de 600 psi por alguna emergencia, los equipos tales como válvulas de seguridad, bombas de alimentación entre otros, se dejarán disponibles para poder operar en cualquier momento. Estos equipos serán revisados y almacenadas debidamente.

En la figura 52 se muestra como quedará la modificación de las líneas de vapor de la caldera # 6 al turbogenerador TGM, en esta figura puede apreciarse que la válvula identificada con la letra “A” será la válvula que se abrirá cuando la caldera se opere bajo condiciones de 600 psi, así mismo se puede apreciar el esquema de la tubería de conducción de vapor de la caldera # 7 y la caldera # 4 hacia los demás turbogeneradores de la planta de cogeneración y otros equipos.

Fig. 52. Esquema de la modificación de la tubería de conducción de vapor.



En la figura anterior puede observarse también que la tubería proveniente de la Caldera # 7 también fue modificada para alimentar al turbogenerador de 7500 kw, y quedó disponible para aportar vapor hacia la línea general de 600 psi.

Instalación y modificación de la tubería de conducción de vapor

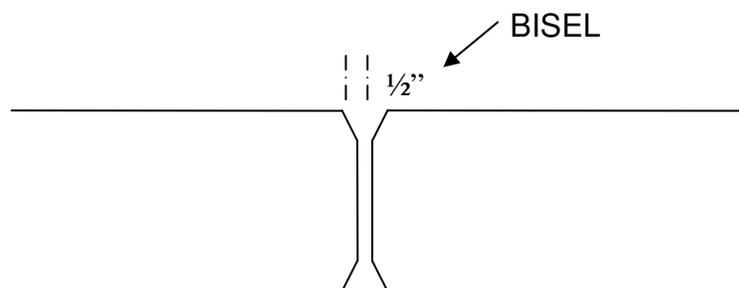
Para la modificación de la tubería de vapor de la caldera # 6 hacia el turbogenerador nuevo TGM, se decidió realizar la soldadura en la tubería con equipo de soldadura TIG y electrodo revestido posteriormente. Esto se decidió con el fin de evitar que la tubería quede con demasiada escoria y pueda dañar los alabes de las turbinas al ser arrastrada la escoria por el vapor.

Para la soldadura de la tubería se utilizó varilla TIG ER 9018 B3, este tipo de varilla tiene las características mencionadas en la sección 2.2.2. Así mismo la superficie donde iba a soldarse con equipo TIG era precalentada a aproximadamente entre 260 y 300 °C. La tubería utilizada para la modificación es del mismo material del que está hecho el nuevo cabezal de vapor # 7.

Soldadura en uniones de tuberías

Para la soldadura en las uniones de tuberías se les fabricó un bisel de ½” en las caras de los tubos que iban a unirse. A los biseles de las tuberías que iban a ser unidas se les protegió con masking-tape y nylon mientras se soldaban, para evitar que se oxidara la parte de la tubería donde se había hecho el bisel. En la figura 53 se muestra la forma como se les hizo el bisel a las tuberías que iban a ser unidas en el recorrido desde la caldera hasta el turbogenerador TGM.

Fig. 53. Bisel utilizado en la unión de tuberías



Para las uniones de las tuberías también se utilizó un anillo de respaldo, que son unos anillos metálicos que se instalan entre las 2 caras de las tuberías que van a unirse y su finalidad es que se introduzca al interior de la tubería la menor cantidad posible de escoria producida en la soldadura y mantener una separación uniforme entre las 2 tuberías.

Fig. 54. Instalación del anillo de respaldo

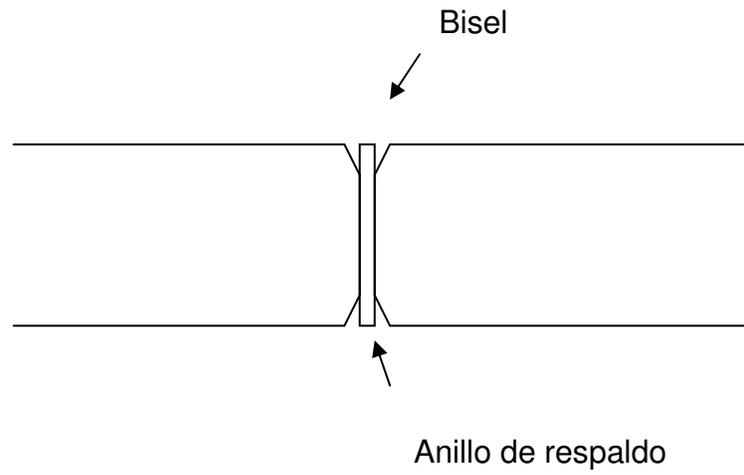


Fig. 55. Vista del anillo de respaldo utilizado en las uniones de tuberías.

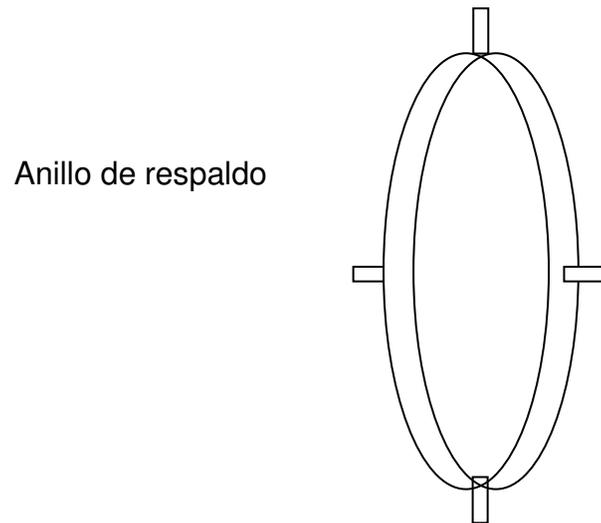
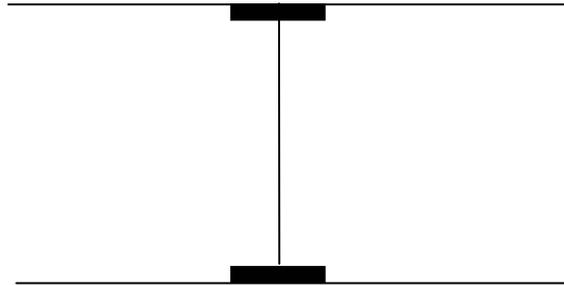


Fig. 56. Vista de la instalación del anillo de respaldo en las uniones de tuberías.



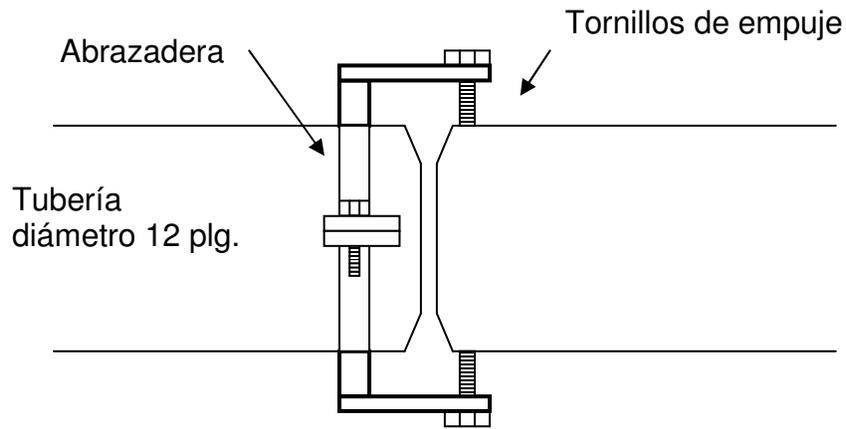
Los anillos de respaldo al instalarse en las tuberías que van a ser unidas, quedan integrados a la soldadura que se deposita dentro del bisel. En las figuras 54, 55 y 56 se mostró la instalación del anillo de respaldo utilizado en las uniones de tuberías.

Alineación de tuberías

Para llevar a cabo la unión de tuberías además de un buen bisel para depositar la soldadura es necesario que se cuente con una alineación correcta entre las 2 tuberías que van a ser soldadas. Para este efecto se fabricó una pieza que nos permitió llevar a cabo la alineación de las tuberías con precisión.

La pieza utilizada para la alineación de las tuberías consistía en una abrazadera dividida en 2 partes, la cual se colocaba en una de las tuberías a unir. En la abrazadera se soldaron 4 piezas, cada una a 90 grados en todo el contorno de la circunferencia de la abrazadera. En estos puntos se soldó una pieza con una tuerca en uno de los extremos, en la cual se instalaría un tornillo para empujar (alinear) la otra tubería. En la figura 57 se muestra la forma de la pieza utilizada para alinear las tuberías y como fueron alineadas las tuberías antes de ser soldadas.

Fig. 57. Alineación de tuberías

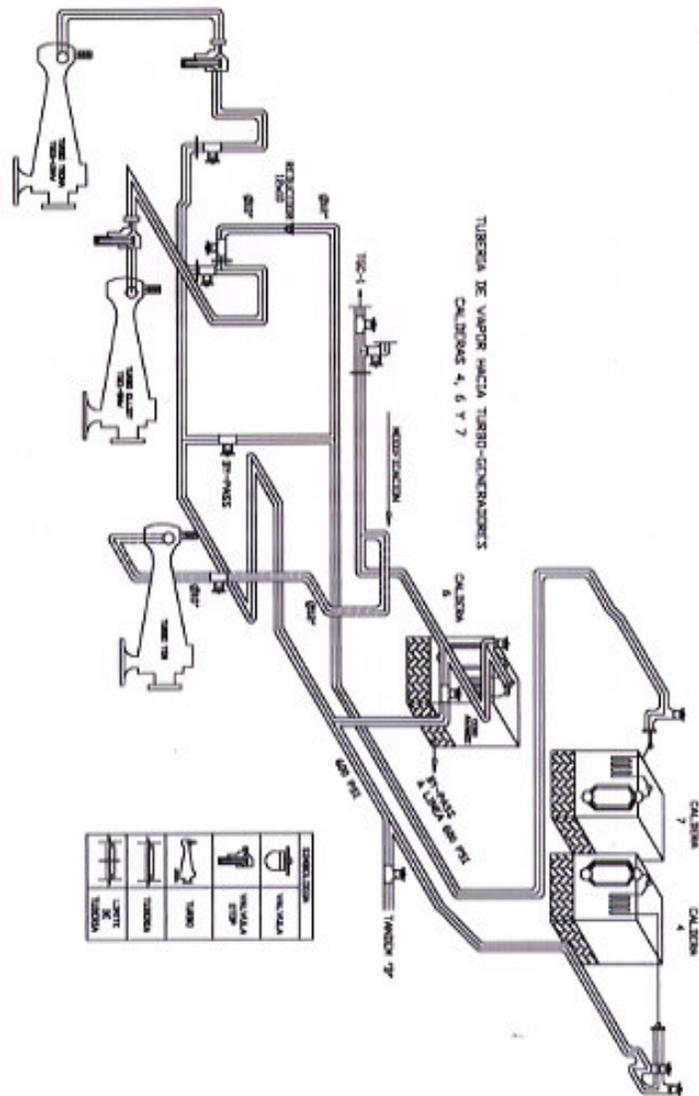


Método de alineamiento de tuberías

2.6.2 Alineación de la tubería para la alimentación de la turbina

Para un mejor entendimiento de la forma como se ubicará la tubería de vapor hacia el turbogenerador TGM, se muestra en la figura 58 un levantamiento de la orientación de la tubería de conducción de vapor, y la conexión de las líneas de 600 psi a los distintos equipos que operan bajo estas condiciones. En la figura se muestran también la orientación de la tubería de 600 psi hacia los turbogeneradores que operan bajo las condiciones de vapor antes mencionadas.

Fig. 58. Tubería conducción de vapor.



Para la alineación de la tubería de vapor hacia el turbogenerador TGM se tomó como referencia el plano de instalación del nuevo turbogenerador, en este plano está representada la base de concreto del turbogenerador y están representadas también las líneas centro tanto de la turbina como del generador, ver representación en el anexo 12.

La alineación de la tubería de conducción de vapor con respecto a la entrada de vapor de la turbina se realizó de la siguiente manera:

- 1) Se marcó la línea centro de la turbina y del generador sobre la base de concreto según el plano de instalación del turbogenerador. Para la línea centro de la turbina y del generador se hicieron marcas con un punzón y luego se colocaron hilos entre ambos puntos.
- 2) Debido a que el turbogenerador está localizado en una parte baja con respecto a la salida de la tubería de vapor de la caldera # 6, se necesita que las marcas de la línea centro de la tubería de admisión de vapor a la turbina sean trasladadas a la estructura del edificio para orientar la dirección de la tubería.
- 3) Para trasladar las marcas de las líneas centro marcadas sobre la base de concreto del turbogenerador hacia el edificio, se utilizó un teodolito, las marcas fueron pintadas con marcador permanente sobre las vigas laterales las cuales sirven para que la grúa puente del cuarto de máquinas pueda operar.

Con las marcas ya localizadas sobre las vigas laterales del edificio cerca por donde se orientará la tubería de conducción de vapor, se procedió a colocar hilos verticales para orientar la tubería hacia la línea centro de la admisión de vapor de la turbina.

Antes de conectar la tubería de vapor a la turbina, se instaló un carrete de tubería con bridas conectado a la turbina y a la tubería de conducción de vapor para tener facilidad de desacople cada vez que se le dé mantenimiento a la turbina.

2.7 Cambio de válvulas

2.7.1 Descripción de las Válvulas de Seguridad

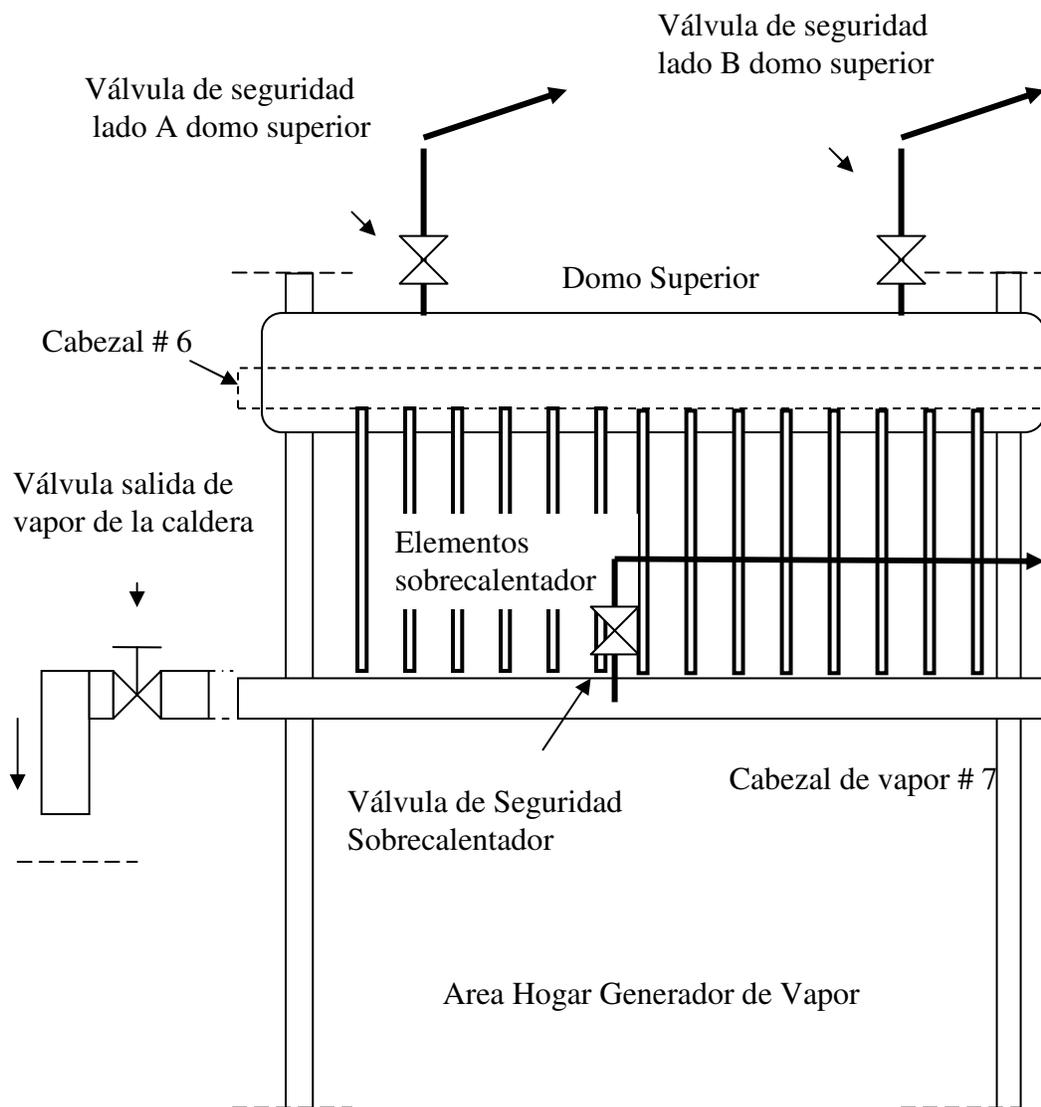
Una válvula de seguridad tiene como función liberar el excedente de presión o energía del recipiente donde se encuentra instalada, en este caso el generador de vapor, siendo la capacidad de desfogue requerida equivalente a la capacidad de generación del equipo. Una válvula de seguridad propiamente dicha, se caracteriza por abrir completamente en forma rápida al presentarse en el equipo una sobrepresión arriba de su presión a la cual está calibrada para abrir. Las válvulas de seguridad se instalan en la parte superior del generador de vapor.

Todo generador de vapor, cuya superficie de calefacción sea menor de cincuenta metros cuadrados, o que su capacidad evaporativa sea hasta de mil kilogramos de agua por hora, tendrá una válvula de seguridad. Cuando la superficie de calefacción o capacidad evaporativa sea mayor que los valores indicados anteriormente, tendrá dos o más válvulas de seguridad.

La capacidad máxima de descarga de una válvula de seguridad deberá determinarse a una presión de tres por ciento mayor a la que tenga de ajuste, con una diferencia entre presiones de apertura y de cierre no mayor de cuatro por ciento de la de ajuste, no debiendo ser esa diferencia, en ningún caso, menor de ciento cuarenta y un gramos por centímetro cuadrado.

El generador de vapor # 6 posee una capacidad evaporativa para operar con 3 válvulas de seguridad, por lo cual en su diseño operará con 2 válvulas de seguridad en el domo superior y 1 válvula de seguridad en la salida del sobrecalentador. En la figura 59 se muestra la forma como están instaladas las válvulas de seguridad en el generador de vapor actualmente.

Fig. 59. Instalación válvulas de seguridad domo superior



Para la modificación del generador de vapor # 6 las válvulas de seguridad que actualmente estaban instaladas estaban calibradas para operar a una presión máxima de aproximadamente 630 y 645 psi (presión a la cual desfogaban). Para lo cual, para las nuevas condiciones de operación del generador de vapor se cambiaron las válvulas por otras de mayor capacidad.

Cálculo del Diámetro de las Válvulas de Seguridad

Para el cálculo del diámetro de las válvulas de seguridad se utilizó la siguiente ecuación:

$$D = 26 \sqrt{\frac{H}{0.59 + P}}$$

Donde:

H = Superficie de calefacción en m²

P = Presión máxima del trabajo, kg/cm²

0.59 y 26 = Constantes de ajuste de unidades

D = Diámetro, mm.

Tomar nota que el diámetro calculado por la fórmula anterior puede ser sustituido por más de una válvula siempre y cuando la suma de las áreas de estas sea igual a la del diámetro calculado.

Para el diseño de las válvulas de seguridad es muy importante que se conozcan entre otros factores la presión y temperatura de trabajo para seleccionar el tipo de material de la válvula, y las capacidades de generación de vapor del equipo a fin de que se pueda desfogar vapor hacia la atmósfera por medio de las válvulas de seguridad cuando ocurre un rechazo de cargo o salida de servicio del turbogenerador.

La tabla IX que se muestra a continuación es la que se utilizó para la selección de las válvulas de seguridad con las cuales operaría el generador de vapor bajo condiciones de 850 psi y 900 °F.

Tabla. IX. Opciones de diseño válvulas de seguridad.

OPCIONES DE DISEÑO VALVULAS CLASE ANSI 900, SET DE PRESION MAXIMO DE 1500 PSIG.							
TAMAÑO	ORIFICIO			TIPOS DE VALVULAS MAXIMA TEMPERATURA		ENTRADA	SALIDA
	AREA		DESIGNACION	750 °F (399 °C)	1050 °F (566 °C) (NOTE 1)	(NOTE 2)	ANSI STD.
	plg ²	cms ²		FLANGE	FLANGE		
1-1/2"	0.994	6.413	1	2716B	2716D	1-1/2" 900#	3" 150# R.F.
2	1.431	9.232	2	2726B	2726D	2" 900#	3" 150# R.F.
2	2.545	16.42	3	2736B	2736D	2-1/2" 900#	6" 150# R.F.
3	3.341	21.556	5	2756B	2756D	3" 900#	6" 150# R.F.
3	3.976	25.653	4	2746B	2746D	3" 900#	6" 150# R.F.
4	7.07	45.616	6	2766B	2766D	4" 900#	6" 150# R.F.
6	12.25	79.032	Q	2776QB	2776DQD	6" 900#	8" 150# R.F.

Fuente: Válvulas de seguridad consolidated, **Manual de selección de válvulas tipo 2700 boletín sv-9**, pag. 10.

Válvulas de Seguridad del domo Superior

Para el domo superior se seleccionaron 2 válvulas de seguridad con las siguientes características tomadas de la tabla anterior.

Tipo:	2756D
Tamaño:	3 pulgadas
Set de Presión:	875 psi.
Levante de vástago:	0.516 pulgada
Capacidad:	91347 lb/hora a 750 °F.

A continuación se enumeran algunos aspectos que fueron tomados en la instalación de las válvulas de seguridad del generador de vapor.

- 1) Las conexiones de las válvulas de seguridad están independientes de cualquier otra conexión de vapor.
- 2) No existen válvulas de cierre entre el generador y la válvula de seguridad y tampoco en la tubería de descarga hacia la atmósfera.
- 3) El tubo de descarga de la válvula de seguridad es mayor que el diámetro de la válvula y posee dispositivos de desagüe.
- 4) La descarga de la válvula o válvulas de seguridad están fuera de la plataforma o andamio de trabajo del generador de vapor.

En el sobrecalentador no hubo necesidad de cambiar la válvula de seguridad ya que unos meses antes se había colocado una válvula para operar el generador de vapor a 850 psi y 900 °F por lo tanto se utilizó dicha válvula.

2.7.2 Descripción de las válvulas de venteo a la atmósfera y en línea de vapor

Las válvulas de venteo a la atmósfera son válvulas que tienen como función evitar que los elementos del sobrecalentador se recalienten debido a bajo flujo de vapor en los mismos. Están localizadas una en cada extremo del sobrecalentador y normalmente se abren cuando el generador se está poniendo en servicio, cuando se está sacando de servicio y cuando se tiene muy poco flujo de vapor hacia el turbogenerador. Las líneas de venteo hacia la atmósfera pueden ser automáticas, cuando se tiene una válvula que es operada por medio de alguna computadora de acuerdo a la operación del generador y manuales cuando son operadas por el operador del generador de vapor. Normalmente la válvula automática está disponible para abrir o cerrar siempre que el generador de vapor esté en operación, mientras que la válvula manual es utilizada cuando se pone o se saca de servicio el generador de vapor. La válvula automática también puede accionarse desde la computadora de operación del generador de vapor respetando un valor de flujo y presión de vapor.

En los elementos del sobrecalentador se logra evitar un recalentamiento cuando se evita que la velocidad del vapor sea muy baja, para lo cual con las válvulas de venteo a la atmósfera se extrae vapor del sobrecalentador y del domo del generador de vapor, cuando el turbogenerador está fuera de servicio o tiene baja carga ocasionando que en la caldera también se tenga un flujo de vapor bajo que pueda ocasionar el recalentamiento de la tubería de los elementos.

Actualmente el generador de vapor únicamente tenía una tubería de venteo, que era el venteo automático en un extremo del cabezal de vapor. Dicha línea de venteo poseía un diámetro de 1-1/2 pulgada, pero con la nueva operación del generador de vapor a 850 psi y 900 °F, se decidió aumentar a 2 pulgadas el diámetro de la tubería de venteo que actualmente tenía el generador de vapor.

Para aumentar el flujo de vapor en el cabezal de vapor en los arranques y salidas de servicio del generador de vapor se instaló una línea de venteo manual en el otro extremo del cabezal de vapor de 1-1/2 pulgada de diámetro. Dichas válvulas se abrirán cuando se arranque o esté saliendo de servicio el generador de vapor y se cerrarán cuando en el generador de vapor ya se tengan flujo de vapor hacia el turbogenerador lo suficiente para evitar que se recalienten los elementos del sobrecalentador.

Las válvulas que fueron instaladas en las tuberías de venteos hacia la atmósfera del cabezal de vapor, son válvulas que poseen las características que a continuación se detallan

Tipo = globo

Capacidad = 1500 psi a 850 °F.

Material del sello = F6

Material del cuerpo = F5

Diámetro = 1-1/2 pulgada

La válvula de venteo automático posee su respectivo by-pass y válvulas manuales para poder realizar reparaciones en la misma estando el generador de vapor en operación.

Válvula en línea de vapor hacia turbogenerador TGM

En la línea principal de vapor, de la caldera # 6 hacia el turbogenerador TGM, existen 2 válvulas. Una válvula se localiza a la salida de la caldera, esta válvula será utilizada para operar con las nuevas condiciones de la caldera ya que está capacitada para operar a 850 psi y 900 °F.

La otra válvula está localizada al pie del turbogenerador TGM, esta válvula fue proporcionada por la compañía brasileña TGM, que es la compañía que fabricó la turbina. La válvula que se instalará al pie del turbogenerador TGM, posee las siguientes características de diseño

Tamaño = 10 pulgadas de diámetro

Tipo = Globo – Bw, soldable

Clase = 900 lbs

Material = WC6

CIWAL S/A

2.8 Limpieza de la tubería de vapor en su trayecto hacia la turbina

2.8.1 Instalación de la tubería para soplado de la línea de vapor

La limpieza de la tubería con vapor incluye las modificaciones que se realizaron en el sobrecalentador de la caldera y las modificaciones en la tubería de conducción de vapor hacia el turbogenerador.

Se realizó esta limpieza para poder extraer de la tubería cualquier partícula que se pudo haber quedado dentro de la tubería al aplicar la soldadura en las uniones de tuberías y otros equipos.

Para realizar la limpieza de la tubería con vapor, se procedió a levantar presión en la caldera, iniciando con un calentamiento lento con leña, ya que se realizaron varias reparaciones en el concreto refractario para lo cual no es conveniente un cambio de temperatura muy brusco debido a que puede rajarse el concreto refractario. El calentamiento con leña se realizó durante un tiempo de 36 horas, tiempo en el cual se presentó un incremento considerable en la temperatura del hogar de la caldera y en el agua de la misma.

Cuando ya se tenía un calentamiento considerable en el hogar de la caldera, se procedió a iniciar el levantamiento de presión con bagazo. El levantamiento de presión se realizó lentamente, adicionándose al hogar de la caldera bagazo en pocas proporciones para evitar así un calentamiento muy brusco. Las válvulas de venteo a la atmósfera permanecieron abiertas todo el tiempo en que se mantuvo en calentamiento y en levantamiento de presión la caldera.

2.8.2 Instalación del equipo para análisis de la limpieza de la tubería

Para la limpieza de la tubería de la caldera y de la línea de conducción de vapor hacia el turbogenerador, se instaló una tubería hacia la atmósfera antes de la admisión de la turbina TGM para poder extraer las partículas presentes en la tubería producto de los residuos de la soldadura. En la salida de la tubería a la atmósfera se instalaron testigos para verificar la limpieza de la tubería.

Los testigos se fabricaron de lámina de cobre de 1/8 de pulgada de grueso con dimensiones de 8 pulgadas por 8 pulgadas, y su utilización en la limpieza de la tubería es para que las partículas existentes en el interior de la tubería que son arrastradas por el vapor, queden impactadas en la lámina de cobre y así verificar el avance de la limpieza. La limpieza se dará por finalizada cuando en los testigos ya no queden partículas impactadas, dándonos así la seguridad que al introducirle el vapor a la turbina no se tendrán problemas por arrastre de partículas.

Para la limpieza de la tubería con vapor se levantó presión en la caldera hasta llegar a una presión de vapor de 600 psi en el domo superior. Luego cuando ya se tenía dicha presión se procedió a abrir la válvula principal de vapor a la salida de la caldera para la primer limpieza de la tubería. Cuando la válvula principal de salida de vapor de la caldera era abierta, se verificaba el nivel de agua del domo superior para evitar que éste subiera demasiado. El operador de la caldera daba la orden de cerrar la válvula principal de vapor cuando el nivel alcanzaba un nivel máximo permitido.

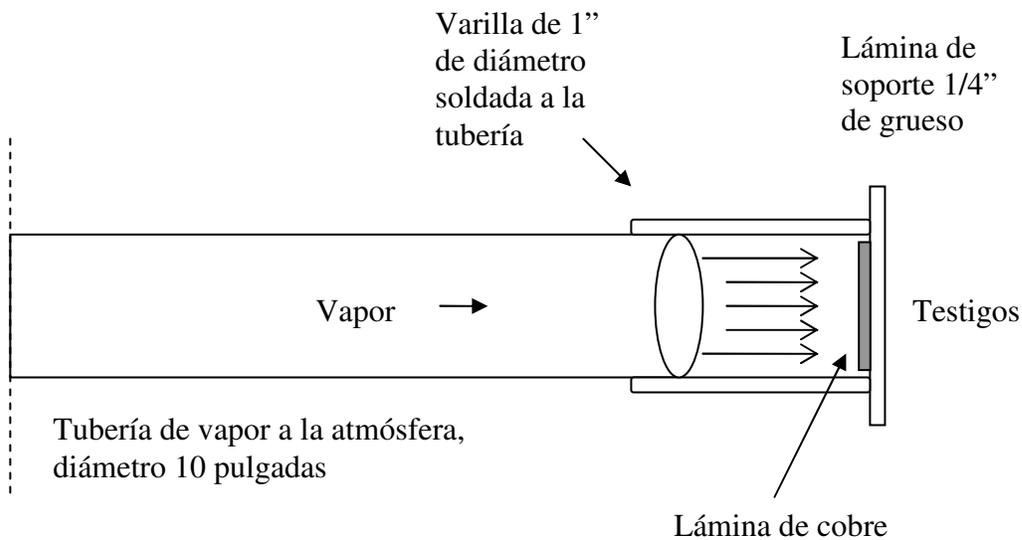
Cuando la válvula principal de vapor se cerraba, se daba un tiempo para que el nivel de agua en el domo se estabilizara, y luego se volvía abrir la válvula principal para la siguiente limpieza de la tubería. Cada vez que se abría y se cerraba la válvula principal de vapor se tomaba como un ciclo de limpieza a la tubería, lo cual se realizó varias veces.

Cuando se acumulaban aproximadamente 6 limpiezas a la tubería, se revisaban y cambiaban los testigos instalados en la salida de la tubería a la atmósfera para verificar el avance en la limpieza. Esta actividad la realizaba un mecánico y era elevado hacia la salida de vapor por medio de una grúa.

Luego de 4 testigos reemplazados se pudo observar que ya no era necesario continuar con la limpieza de la tubería debido a que se encontraban los testigos ya libres de partículas arrastradas por el vapor, por lo cual se decidió embotellar la caldera dando por finalizada la limpieza de la tubería.

En la figura 60 se muestra la instalación de los testigos en la salida de la tubería a la atmósfera utilizada para la limpieza de la tubería de la caldera y de conducción de vapor hacia el turbogenerador.

Fig. 60. Esquema de la instalación de los testigos para la verificación de la limpieza.



La lámina de cobre va sujeta a la lámina de soporte por medio de 2 tornillos para lograr que la lámina de cobre no se mueva al chocar el vapor contra ella.

2.9 Pruebas de operación

Al iniciar operaciones el turbogenerador TGM de 15000 kw junto con la operación del generador de vapor # 6 ya modificado se pudo observar que la operación era satisfactoria ya que se pudo alcanzar las características de vapor de 850 psi y 900 °F, que requería el nuevo turbogenerador. El turbogenerador de 15000 kw no operó a su máxima capacidad constantemente por requerimientos de vapor en fábrica, manteniéndose una generación de entre 13000 y 14500 kw, teniéndose un flujo de vapor en el generador de vapor de entre 172000 lbs/hora y 195000 lbs/hora.

En la tabla X pueden observarse los datos de operación de algunos días de la zafra comprendida entre los años 2003-2004. Puede apreciarse también la eficiencia bajo la cual estuvo operando el generador de vapor # 6.

Tabla X. Datos de operación del generador de vapor # 6 modificado, zafra
2003-2004

Fecha	Flujo de vapor	Presión agua de alimentación	Temperatura agua de alimentación	Presión de vapor	Temperatura de vapor	Poder calorífico del bagazo	Consumo de bagazo	Entalpía del agua de alimentación	Entalpía del vapor de salida	Eficiencia del generador de vapor
	LB/HR	PSI	°F	PSI	°F	Btu/LB	LB/HR	Btu/LBm	Btu/LBm	%
01/01/04	154920.00	948.91	253.89	823.39	891.25	4057.20	73771.14	222.56	1449.74	63.52
02/01/04	162780.00	949.72	254.87	839.40	899.41	4057.20	78637.68	223.55	1453.8	62.77
03/01/04	161400.00	949.32	255.16	822.33	888.89	4057.20	78731.7	223.84	1448.43	61.88
04/01/04	154880.00	949.93	254.12	845.25	892.78	4057.20	73056.6	222.79	1449.78	64.11
05/01/04	156820.00	949.28	253.16	849.64	893.64	4057.20	74322.27	221.81	1450.1	63.88
06/01/04	115760.00	949.68	253.99	823.91	799.89	4057.20	55387.55	222.66	1396.8	60.48
07/01/04	152480.00	953.26	254.77	842.02	895.70	4057.20	71252.33	223.45	1451.57	64.78
08/01/04	149040.00	956.41	254.79	836.42	874.18	4057.20	72000	223.47	1439.47	62.04
09/01/04	152920.00	959.70	254.70	834.66	886.84	4057.20	72819.04	223.88	1446.78	63.30
10/01/04	111780.00	959.89	256.13	837.75	891.22	4057.20	53740.38	224.83	1449.17	62.77
11/01/04	160060.00	960.07	256.11	837.43	891.19	4057.20	76951.92	224.81	1449.17	62.77
12/01/04	172960.00	958.86	253.93	828.83	886.75	4057.20	82361.9	222.6	1446.96	63.37
13/01/04	175240.00	958.46	254.87	825.54	874.70	4057.20	85067.96	223.55	1440.2	61.77
14/01/04	178580.00	959.50	255.98	803.84	874.07	4057.20	85855.76	224.68	1440.71	62.34
15/01/04	175480.00	959.74	256.91	817.31	895.01	4057.20	83561.9	225.63	1452.11	63.48
16/01/04	175200.00	959.84	257.03	816.95	892.99	4057.20	83827.75	225.75	1450.97	63.12
17/01/04	177000.00	959.14	257.43	809.82	889.16	4057.20	85507.24	226.15	1449.06	62.39
18/01/04	174440.00	959.04	258.36	799.05	887.72	4057.20	83464.11	227.1	1448.66	62.93
19/01/04	150240.00	947.67	257.32	794.42	806.41	4057.20	70867.92	226.04	1402.04	61.45
20/01/04	186000.00	958.87	259.06	828.95	878.35	4057.20	88151.65	227.81	1442.15	63.15
21/01/04	176100.00	962.47	257.26	832.64	880.91	4057.20	84258.37	225.98	1443.47	62.72
22/01/04	182660.00	969.57	257.59	828.12	880.73	4057.20	86568.72	226.32	1443.55	63.30

23/01/04	188560.00	970.06	258.70	811.81	877.48	4057.20	90653.84	227.45	1442.33	62.28
24/01/04	188980.00	969.43	255.34	809.69	867.89	4057.20	88141.5	224.03	1436.95	64.10
25/01/04	188780.00	969.07	257.48	826.90	873.06	4057.20	90759.61	226.2	1439.21	62.19
26/01/04	154200.00	906.09	257.72	826.32	844.95	4057.20	74492.75	226.45	1423.18	61.06
27/01/04	193560.00	967.58	258.16	823.82	880.49	4057.20	92171.42	226.9	1443.58	62.98
28/01/04	196160.00	968.75	257.07	808.45	863.44	4057.20	92966.82	225.79	1434.47	62.86
29/01/04	188720.00	962.45	259.24	801.42	850.28	4057.20	90296.65	228	1427.27	61.78
30/01/04	190840	970.29	259.84	815.60	854.69	4057.20	90876.19	228.61	1429.19	62.14
31/01/04	189160	972.8	251.68	868.37	877.70	4057.20	90942.3	220.31	1440.23	62.54
01/02/04	193560	1010.2	258.99	826.80	848.62	4057.20	90873.23	227.74	1425.26	62.87
02/02/04	184240	1014.72	261.43	854.71	874.46	4057.20	88576.92	230.22	1438.91	61.97
03/02/04	180960	970.83	256.20	883.74	876.67	4057.20	84560.74	224.9	1439.02	64.04
04/02/04	179340	944.77	258.99	833.05	838.77	4057.20	84594.33	227.74	1419.3	62.26
05/02/04	196560	995.36	254.20	879.14	878.63	4057.20	94047.84	222.87	1440.33	62.72
06/02/04	194980	1022.01	258.03	835.00	884.63	4057.20	92407.58	226.76	1445.51	63.38
07/02/04	186280	961.46	257.17	866.70	893.20	4057.20	89129.18	225.89	1449.2	63.02
08/02/04	190040	977.77	258.53	845.65	896.58	4057.20	92252.42	227.27	1451.94	62.18
09/02/04	178160	1048.17	258.26	788.25	884.70	4057.20	86067.63	227	1447.36	62.26
10/02/04	181480	969.23	255.00	802.36	890.72	4057.20	88097.08	223.68	1450.24	62.28
11/02/04	183040	904.51	257.88	851.09	868.52	4057.20	87578.94	226.61	1435.65	62.28
12/02/04	196500	1007.84	258.94	805.54	885.59	4057.20	92688.67	227.69	1447.19	63.72
13/02/04	189680	1057.33	258.82	773.44	881.44	4057.20	89895.73	227.57	1447.79	63.46
14/02/04	185340	996.08	258.36	786.14	853.34	4057.20	89105.76	227.1	1429.65	61.65
15/02/04	182580	1094.06	257.75	822.09	862.55	4057.20	88202.89	226.48	1433.41	61.58
16/02/04	177900	1006.26	259.05	823.32	872.93	4057.20	84714.28	227.8	1439.28	62.71
17/02/04	183060	1043.71	257.83	821.62	876.24	4057.20	87171.42	226.56	1441.24	62.87
18/02/04	192680	976.65	259.49	876.14	889.43	4057.20	92191.38	228.25	1446.67	62.76
19/02/04	188360	936.85	255.10	746.34	836.88	4057.20	88849.05	223.78	1421.95	62.61
20/02/04	186020	938.67	257.92	841.06	894.25	4057.20	89432.69	226.65	1450.78	62.76
21/02/04	189400	1074.55	257.72	801.14	854.86	4057.20	91497.58	226.45	1429.89	61.40
22/02/04	174320	1060.71	258.90	803.49	863.13	4057.20	83009.52	227.65	1434.49	62.47
23/02/04	194480	1113.48	258.01	741.05	860.23	4057.20	93500	226.74	1435.4	61.96

24/02/04	191220	1001.21	260.85	816.16	861.73	4057.20	92825.24	229.63	1433.18	61.11
25/02/04	172300	998.4	200.89	172.74	372.00	4057.20	82440.19	226.53	1445.29	62.78
26/02/04	194900	963.63	259.27	763.30	842.96	4057.20	92809.52	228.03	1424.73	61.94
27/02/04	184780	974.75	258.68	823.00	870.45	4057.20	88836.53	227.43	1437.88	62.06
28/02/04	186240	930.03	260.30	765.51	854.61	4057.20	88265.4	229.07	1431.22	62.52
29/02/04	189360	944.7	258.50	684.75	831.33	4057.20	90602.87	227.24	1444.38	62.70

CONCLUSIONES

1. Es muy importante que los generadores de vapor operen con las condiciones de presión y temperatura dentro de los rangos establecidos, dependiendo de su diseño, debido a que un exceso en dichas condiciones puede dañar el equipo.
2. Toda tubería que conduzca vapor hacia un turbogenerador debe limpiarse antes de ponerse en funcionamiento, debido a que en las uniones de las tuberías queda escoria de soldadura, la cual puede ser arrastrada por el vapor y causarle un daño a los alabes de la turbina.
3. En un conjunto bomba motor se debe tener un alineamiento de acuerdo como lo indica el fabricante del acoplamiento para evitar vibración o daños en el equipo.
4. Es muy importante utilizar equipo de soldadura TIG en trabajos donde se requiere que en el sistema quede lo menos posible de escoria de soldadura.
5. Realizar una prueba hidrostática a tuberías que han sido soldadas es muy importante debido a que pueden tomarse acciones correctivas antes de poner en servicio el equipo.
6. Una constante monitorización del rendimiento de un generador de vapor puede ayudarnos a revelar una pérdida de eficiencia, la cual podemos corregir detectando el origen de las pérdidas para poder mejorar el rendimiento en direcciones técnicas y financieras.
7. Es muy importante que la selección del tratamiento del agua un generador de vapor, se haga en relación a las condiciones de presión y temperatura de vapor a la cual operará.

RECOMENDACIONES

1. Al jefe de operaciones del departamento de calderas del Ingenio Santa Ana, realizar un manual de operación de calderas que utilizan como combustible bagazo, para uso del personal operativo del departamento de calderas con el fin de evitar errores en la operación. Este manual deberá contener procedimientos de puesta en marcha, de operación y paro de los generadores de vapor.
2. Desarrollar un procedimiento para la monitorización constante de cada generador de vapor a fin de mejorar constantemente el rendimiento para obtener una mejor utilización del bagazo.
3. Proporcionar capacitación constante al personal que opera los generadores de vapor sobre temas de operación y seguridad industrial.
4. Contratar a una persona que se encargue de la supervisión de la seguridad industrial, ya que durante los trabajos realizados en el Ingenio Santa Ana, no se observó alguna persona realizando este trabajo.
5. Es necesario que en la operación del generador de vapor se utilice agua de alimentación de buena calidad, para evitar corrosiones e incrustaciones en la tubería.
6. Las válvulas de seguridad que fueron instaladas, fueron calibradas por personal de la fábrica que las proporcionó, es necesario que se verifique la calibración de apertura al inicio de operaciones del generador de vapor.

7. Desarrollar un plan para el tratamiento del agua del generador de vapor para evitar problemas en la tubería y en el turbogenerador. Deberán definirse los límites dentro de los cuales deberá mantenerse el agua de alimentación y el agua del generador de vapor.

BIBLIOGRAFIA

Manual de mecánica industrial. Edición 1999 (tomo 1). España: Editorial cultural, 1999. 248 pp.

Severns, W, et al. Energía mediante vapor aire o gas. 5ª. edición. España: Editorial Reverté, s.a. 503 pp.

Avallone, Eugene y Theodore Baumeister. Manual del ingeniero mecánico. 3ª. edición. México: Editorial Mcgraw Hill, 2001. 1122 pp.

Babcock y Wilcox. Steam. 39ª. edición. Estados Unidos: s.e, s.a.

Anthony, Kohan. Manual de calderas. España: Mcgraw Hill, s.a

Anexo 1. Clasificación principal de los tubos y ejemplos de aplicaciones.

Identificación del tubo	Usos
Estándar	Tubo para servicio mecánico (estructural), Tubo para servicio de baja presión, tubo para refrigeración (para máquinas de hielo), tubo para pistas de hielo, tubo para desflemadoras.
De presión	Tubo para conducir líquidos, gases o vapores, servicio para temperatura o presión elevadas, o ambas cosas.
Para Conductos	Tubo con extremos roscados o lisos para gas, petróleo o vapor de agua.
Para pozos de agua	Tubo, escariado y mandrilado, para hincar y de revestimiento para pozos de agua, tubo hincado para pozos, tubo para bombas, tubo para bombas de turbina.
Artículos tubulares para campos petrolíferos	Tubería de revestimiento para pozos, cañería de perforación.
Otros tubos	Conduit, pilotes, nicles, tubo para rociadores, tubos para armaduras de camas.

Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 8-160.

Anexo 2. Factores básicos de calidad, E_C , para tubo de fundición.
Resumida con autorización de la ASME B31.3 (1984).

Especificación No.	Descripción	E_C (2)*	Notas *
Hierro			
FS-WW-P421c	Tubo fundido centrífugamente	1.00	
A 337	Tubo fundido centrífugamente	1.00	
A 47	Fundiciones de hierro maleables	1.00	
A 48	Fundiciones de hierro gris	1.00	
A 126	Fundiciones de hierro gris	1.00	
A 197	Fundiciones de hierro maleable de cubilote	1.00	
A 278	Fundiciones de hierro gris	1.00	
A 338	Fundiciones de hierro maleable	1.00	
A 395	Fundiciones de hierro dúctil y ferrítico	0.8	(3)
A 571	Fundiciones de hierro dúctil austenítico	0.8	(3)
Acero al carbono			
A 216	Fundiciones de acero al carbono	0.8	(3)
A 352	Fundiciones de acero ferrítico	0.8	(3)
Acero de aleación Baja e intermedia			
A 426	Tubo fundido centrífugamente	1.00	(10)
A 217	Fundiciones inoxidables martensíticas y de aleación	0.8	(3)
A 352	Fundiciones de acero ferrítico	0.8	(3)
Acero Inoxidable			
A 451	Tubo fundido centrífugamente	0.9	(3) (10)
A 452	Tubo fundido centrífugamente	0.85	(3)
A 351	Fundiciones de acero austenítico	0.80	(3)

Cobre y aleaciones			
De cobre			
B 61	Fundiciones de bronce resistente al vapor	0.8	(3)
B 62	Fundiciones de acero compuesto	0.8	(3)
B 148	Fundiciones de Al-bronce y Si-Al	0.8	(3)
B 584	Fundiciones de aleación de cobre	0.8	(3)
Níquel y aleación de níquel			
A 494	Fundiciones de níquel y aleación de níquel	0.8	(3)
Aleación de aluminio			
B 26, temple F	Fundiciones de aleación de aluminio	1.00	(10)
B 26, temple T6, T71	Fundiciones de aleación de aluminio	0.8	(3)

Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecánico**, pag. 8-200.

Anexo 3. Factores básicos de calidad para juntas soldadas longitudinales en tubos comunes y especiales, y accesorios.

Especificación No.	Clase del Material	Descripción	E_c (2) *	Notas *
Acero al carbono				
API 5L		Sin costura	1.00	
		Soldado por resistencia eléctrica	0.85	
		Soldado por fusión eléctrica, a tope doble, recto o en espiral	0.85	
		Soldado a tope en horno	0.6	
A 53	Tipo S	Sin costura	1.00	
	Tipo E	Soldado por resistencia eléctrica	0.85	
	Tipo F	Soldado a tope en horno	0.6	
A 105		Forjados y accesorios	1.00	
A 106		Sin costura	1.00	
A 120		Sin costura	1.00	
		Soldados por resistencia eléctrica	0.85	
		Soldado a tope en horno	0.6	
A 134		Soldado por fusión eléctrica, a tope sencillo recto o en espiral	0.8	
A 135		Soldado por resistencia eléctrica	0.85	
A 139		Soldado por fusión eléctrica,	0.8	

		recto o en espiral		
A 179		Sin costura	1.00	
A 181		Forjados y accesorios	1.00	
A 211		Soldado en espiral	0.75	
A 234		Sin costura y accesorios soldados	1.00	
A 333		Sin costura	1.00	
		Soldado por resistencia eléctrica	0.85	
A 334		Sin costura	1.00	
A 350		Forjados y accesorios	1.00	
A 369		Sin costura	1.00	
A 381		Soldados por fusión eléctrica, radiografía en 100%	1.00	(18)
		Soldado por fusión eléctrica, radiografía por puntos	0.9	(19)
		Soldado por fusión eléctrica, según se fabrique	0.85	
A 420		Accesorios soldados, radiografía en 100%	1.00	
A 524		Sin costura	1.00	
A 587		Soldado por resistencia eléctrica	0.85	

A 671	12.22	Soldado por fusión eléctrica, radiografía en 100%	1.00	
	13.23	Soldado por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
A 672	12.22	Soldado por fusión eléctrica, radiografía en 100%	1.00	
	13.23	Soldado por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
A 691	12.22	Soldado por fusión eléctrica, radiografía en 100%	1.00	
	13.23	Soldado por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
Acero de Aleación baja e intermedia				
A 182		Forjados y accesorios	1.00	
A 234		Sin costura y accesorio soldados	1.00	
A 333		Sin costura	1.00	
		Soldado por resistencia eléctrica	0.85	
A 334		Sin costura	1.00	
A 335		Sin costura	1.00	
A 350		Forjados y accesorios	1.00	
A 369		Sin costura	1.00	
A 420		Accesorios soldados,	1.00	

		radiografía en 100%		
A 671	12.22	Soldados por fusión eléctrica, radiografía en 100%	1.00	
	13.23	Soldados por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
A 672	12.22	Soldado por fusión eléctrica, radiografía en 100%	1.00	
	13.23	Soldados por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
A 691	12.22	Soldado por fusión eléctrica, radiografía en 100%	1.00	
	13.23	Soldados por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
Acero Inoxidable				
A 182		Forjados y accesorios	1.00	
A 268		Sin costura	1.00	
		Soldado por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
		Soldado por fusión eléctrica, a tope sencillo	0.8	
A 269		Sin costura	1.00	
		Soldado por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
		Soldado por fusión eléctrica, a tope sencillo	0.8	
A 312		Sin costura	1.00	
		Soldado por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	

		Soldado por fusión eléctrica, a tope sencillo	0.8	
A 358	1, 3, 4	Soldado por fusión eléctrica, radiografía en 100%	1.00	
	5	Soldado por fusión eléctrica, radiografía por puntos	0.9	
	2	Soldado por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
A 376		Sin costura	1.00	
A 403		Accesorio sin costura	1.00	
		Accesorio soldado, radiografía en 100%	1.00	(16)
		Accesorio soldado, a tope doble	0.85	
		Accesorio soldado, a tope sencillo	0.8	
A 409		Soldado por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
		Soldado por fusión eléctrica a tope sencillo	0.8	
A 430		Sin costura	1.00	
Cobre y aleación de cobre				
B 42		Sin costura	1.00	
B 43		Sin costura	1.00	
B 68		Sin costura	1.00	
B 75		Sin costura	1.00	

B 88		Sin costura	1.00	
B 466		Sin costura	1.00	
B 467		Soldado por resistencia eléctrica	0.85	
		Soldado por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	(16)
		Soldado por fusión eléctrica a tope sencillo	0.8	(16)
Níquel y aleación de níquel				
B 160		Forjados y accesorios	1.00	
B 161		Sin costura	1.00	
B 164		Forjados y accesorios	1.00	
B 165		Sin costura	1.00	
B 166		Forjados y accesorios	1.00	
B 167		Sin costura	1.00	
B 366		Sin costura y accesorios soldados	1.00	(16)
B 407		Sin costura	1.00	
B 444		Sin costura	1.00	
B 619		Soldado por resistencia eléctrica	0.85	
		Soldado por fusión eléctrica, a tope doble	0.85	
		Soldado por fusión eléctrica a tope sencillo	0.8	

Titanio no Aleado				
B 337		Sin costura	1.00	
		Soldado por fusión eléctrica a tope sencillo	0.85	
Aleación de Aluminio				
B 210		Sin costura	1.00	
B 241		Sin costura	1.00	
B 247		Forjados y accesorios	1.00	
B 345		Sin costura	1.00	
B 361		Accesorios sin costura	1.00	

Fuente: Eugene Avallone/Theodore Baumeister III, **Manual del ingeniero mecanico**, pag. 8-200.

Anexo 4. Máxima tensión permisible para tuberías de materiales ferrosos,
lb/pulg²

Spec Number	Grade	Nominal Composition	Spec Min Tensile	Notes	For metal temperatures, F, not exceeding																
					-20 to 100	300	400	-20 to 400	500	600	650	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	
Seamless carbon steel																					
SA-106	B	-	60,000	(1)	-	-	-	15,000	15,000	15,000	15,000	14,350	10,800	5,000	1,500	-	-	-	-	-	
SA-106	C	-	70,000	-	-	-	-	17,500	17,500	17,500	17,500	16,600	12,000	-	-	-	-	-	-	-	
Seamless alloy steel																					
SA-335	P2	½ Cr-½ Mo	55,000	-	-	-	-	13,750	13,750	13,750	13,750	13,750	13,450	12,500	6,250	-	-	-	-	-	
SA-335	P5	5 Cr-½ Mo	60,000	-	-	-	-	15,000	14,500	14,000	13,700	13,400	12,800	10,350	5,600	3,050	1,300	-	-	-	
SA-335	P11	1¼ Cr-½ Mo	60,000	-	-	-	-	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	13,100	6,550	3,000	1,200	-	-	-	
SA-335	P12	1 Cr-½ Mo	60,000	-	-	-	-	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	14,750	13,100	6,550	2,800	1,000	-	-	-	
SA-335	P9	9 Cr-1 Mo	60,000	-	-	-	-	16,000	14,500	14,000	13,700	13,400	12,800	12,000	8,500	3,300	1,500	-	-	-	
SA-335	P22	2¼ Cr-1 Mo	60,000	-	-	-	-	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	13,100	7,800	4,200	2,000	-	-	-	
SA-376	TP304H	18Cr-8Ni	75,000	(2)	18,750	16,600	16,150	-	15,900	15,900	15,900	15,900	15,150	14,650	13,750	9,750	6,050	3,700	2,300	1,400	
SA-376	TP304H	18Cr-8Ni	75,000	-	18,750	14,050	12,950	-	12,150	11,400	11,250	11,050	10,950	10,150	9,750	8,850	6,050	3,700	2,300	1,400	
SA-376	TP316H	16Cr-12Ni-2Mo	75,000	(2)	18,750	18,350	18,050	-	17,950	17,000	16,650	16,300	15,850	15,550	15,300	12,400	7,400	4,100	2,250	1,250	
SA-376	TP316H	16Cr-12Ni-2Mo	75,000	-	18,750	14,600	13,350	-	12,450	11,800	11,550	11,300	11,000	10,800	10,600	10,300	7,400	4,100	2,250	1,250	
Forged and bored austenitic steel																					
SA-430	FP304H	18Cr-8Ni	70,000	(2)	17,500	15,500	15,050	-	14,800	14,800	14,800	14,800	14,600	14,150	13,350	9,750	6,050	3,700	2,300	1,400	
SA-430	FP304H	18Cr-8Ni	70,000	-	17,500	14,050	12,950	-	12,150	11,400	11,250	11,050	10,950	10,150	9,750	8,850	6,050	3,700	2,300	1,400	
SA-430	FP316H	16Cr-12Ni-2Mo	70,000	(2)	17,500	17,100	16,800	-	16,800	16,800	16,650	16,300	15,850	15,550	14,950	12,400	7,400	4,100	2,250	1,250	
SA-430	FP316H	16Cr-12Ni-2Mo	70,000	-	17,500	14,600	13,350	-	12,450	11,800	11,550	11,300	11,000	10,800	10,600	10,300	7,400	4,100	2,250	1,250	
Carbon steel forgings																					
SA-266	II	-	70,000	(1)	-	-	-	17,500	17,500	17,500	17,500	16,600	12,000	5,000	1,500	-	-	-	-	-	

Fuente: Babcock y Wilcox, **Steam its generación and use**, pag. 29-14.

Anexo 5. Especificaciones de materiales ferrosos para tubería y máxima temperatura permisible del metal.

Table 3 Ferrous tube material specifications and maximum allowable metal temperatures		
Material	ASME Specification	Max Allowable Metal Temp, F ¹
Carbon steel	SA-192	950
Carbon steel	SA-210 Grade A1	950
Carbon steel	SA-210 Grade C	950
Carbon steel, (ERW)	SA-178 Grade A	850
Carbon steel, (ERW)	SA-178 Grade C	950
Carbon moly	SA-209 Grade T1a	975
Croloy ½	SA-213 Grade T2	1025 ²
Croloy 1¼	SA-213 Grade T11	1050
Croloy 2	SA-213 Grade T3a	1100
Croloy 2¼	SA-213 Grade T22	1125
Croloy 5	SA-213 Grade T5	1150
Croloy 9	SA-213 Grade T9	1200 ³
Croloy 304H	SA-213 Grade TP-304H	1400 ³
Croloy 321H	SA-213 Grade TP-321H	1400 ³

¹ Metal temperature of side in contact with flue gas.
² The mean wall temperature for selecting tube thickness shall not exceed 1000 F.
³ For oil fired units temperature of side in contact with flue gas must not exceed 1150 F.

Fuente: Babcock y Wilcox, **Steam its generación and use**, pag. 29-11.

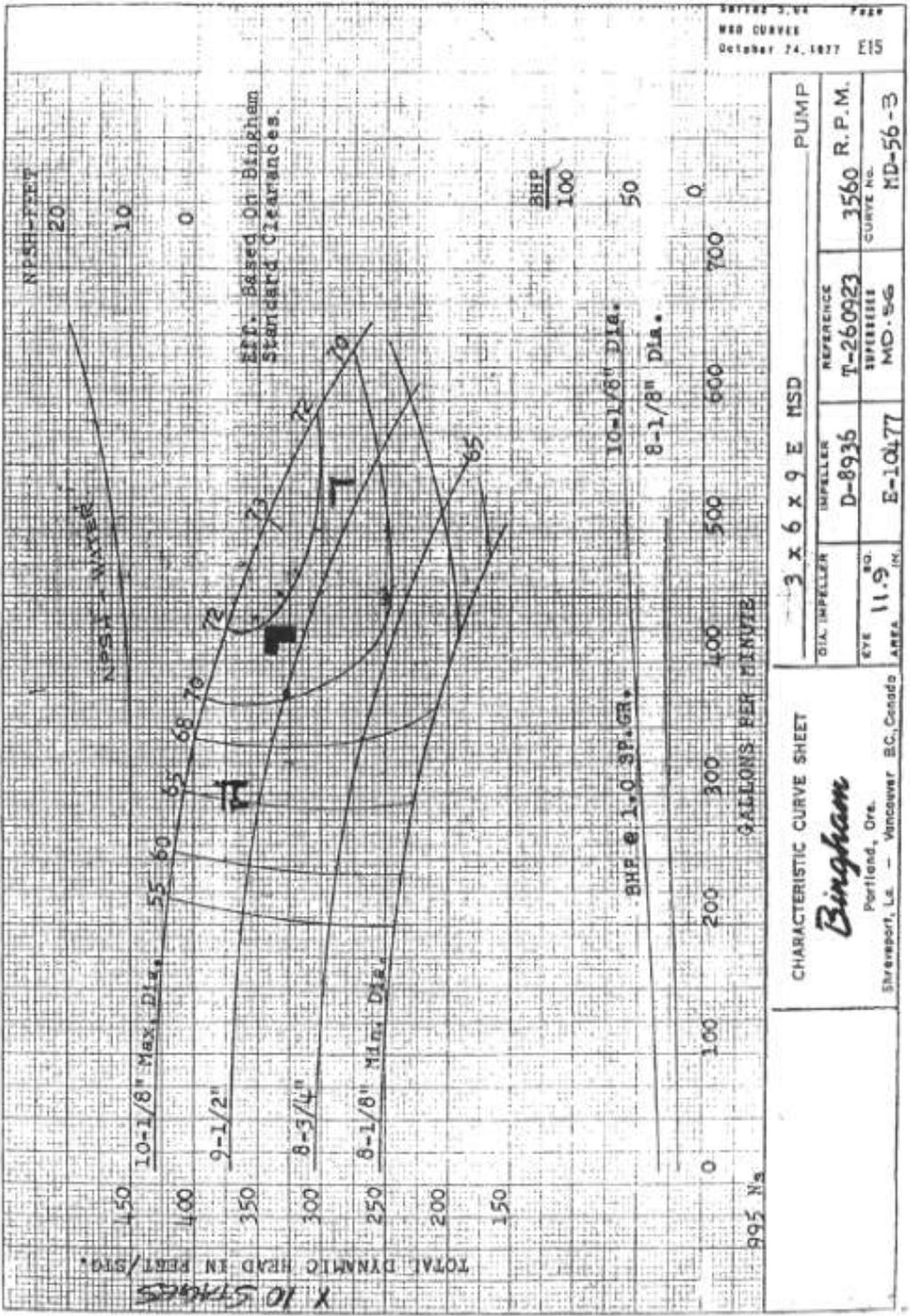
Anexo 6. Máxima tensión permisible para tuberías fabricadas de material ferroso.

Tube materials—maximum allowable stress values for ferrous materials, pounds per square inch (Values are per code case 1508-1 for ASME Section 1, Power Boilers)																				
Spec Number	Grade	Nominal Composition	Spec Min Tensile	Notes	For metal temperatures, F, not exceeding															
					-20 to 100	300	400	-20 to 400	500	600	650	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
Seamless carbon steel																				
SA-192	—	—	(47,000)	(1)(6)	—	—	—	11,750	11,750	11,750	11,750	11,500	9,000	6,000	1,500	—	—	—	—	—
SA-210	A-1	—	60,000	(1)	—	—	—	15,000	15,000	15,000	15,000	14,350	10,800	6,000	1,500	—	—	—	—	—
SA-210	C	—	70,000	—	17,500	17,500	17,500	—	17,500	17,900	17,900	16,600	12,000	6,000	1,500	—	—	—	—	—
Seamless alloy steel																				
SA-209	T1a	C-½ Mo	60,000	(2)	—	—	—	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	14,900	13,700	4,800	—	—	—	—	—
SA-213	T5	5 Cr-½ Mo	60,000	—	—	—	—	15,000	14,500	14,000	13,700	13,400	12,800	10,350	5,600	3,050	1,300	—	—	—
SA-213	T9	9 Cr-1 Mo	60,000	—	—	—	—	15,000	14,500	14,000	13,700	13,400	12,800	12,000	8,500	3,300	1,500	—	—	—
SA-213	T11	1¼ Cr-½ Mo	60,000	—	—	—	—	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	13,100	6,550	3,000	2,200	—	—	—
SA-213	T3b	2 Cr-½ Mo	60,000	—	—	—	—	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	14,700	12,500	6,200	2,750	1,200	—	—	—
SA-213	T22	2¼ Cr-1 Mo	60,000	—	—	—	—	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	13,400	7,800	4,200	2,000	—	—	—
SA-213	TP304H	18Cr-8Ni	75,000	(4)	18,750	16,600	16,150	—	15,900	15,900	15,900	15,900	15,150	14,650	13,750	9,750	6,050	3,700	2,300	1,400
SA-213	TP304H	18Cr-8Ni	75,000	—	18,750	14,050	12,950	—	12,150	11,400	11,250	11,050	10,550	10,150	9,750	8,850	6,050	3,700	2,300	1,400
SA-213	TP321H	18Cr-10Ni-Ti	75,000	(4)	18,750	17,300	17,100	—	17,100	16,350	16,050	15,800	15,450	15,250	14,000	9,050	5,350	3,150	1,850	1,100
SA-213	TP321H	18Cr-10Ni-Ti	75,000	—	18,750	14,150	12,900	—	12,000	11,250	11,150	10,950	10,750	10,600	10,450	8,800	5,350	3,150	1,850	1,100
Seamless low-alloy steel																				
SA-213	T2	½ Cr-½ Mo	60,000	—	15,000	15,000	15,000	—	15,000	15,000	15,000	15,000	14,400	12,500	6,250	—	—	—	—	—
Electric-resistance-welded carbon steel																				
SA-178	A	—	(47,000)	(1)(3)(5)(6)	—	—	—	11,750	11,750	11,750	11,750	11,500	7,650	4,250	1,300	—	—	—	—	—
SA-178	C	—	60,000	(1)(3)(5)	—	—	—	15,000	15,000	15,000	15,000	14,350	9,200	4,250	1,300	—	—	—	—	—

Fuente: Babcock y Wilcox, **Steam its generación and use**, pag. 29-12.

Anexo 7. Curvas de eficiencia bombas de alimentación

5447: 300 GPM @ 3543 ft. 1421 DPA



Fuente: Proporcionada por la empresa que vendió las bombas de alimentación.

Anexo 8. Factores de servicio para cálculo de acoplamientos.

Table 1 Steelflex Coupling Service Factors†▲		Alphabetical listing of industries		Alphabetical listing of applications	
Service Factor		Service Factor		Service Factor	
Aggregate processing, cement, mining kilns, tube, rod and ball mills		Thru Bolt	2.0	Aerator	2.0
Steel or cast S shaft of		Screw Conveyor Roll	2.0	Agitators	
Reduct with float drive		Roller	2.0	Vertical and Horizontal	
Washed Spur Gear	2.0	Kick Out	2.0	Screw, Propeller, Fiddle	1.0
Single Helical or		Soleplate	2.0	Barge haul pulley	1.5
Herringbone Gear	1.75	Welp Mills	Refer to Factory	Centrifugal	1.0
Conveyer Feeders, Scales		Shart, Steel Mill rolls	1.75	Lobe or Vane	1.25
Elevators See General Listing		Soaking Roll Cover Drive -		Car dumpers	2.5
Crushers, One or Stone	2.5	Travel	1.0	Car pullers	1.5
Dryer, Rotary	1.75	Strap Hanes	2.0	Clarifier or classifier	1.0
Grinders	2.0	Discharge (Ball or Drum)	2.0	Compressors	
Huamamill or Hog	1.75	Wire Drawing Machinery	1.75	Centrifugal	1.0
Rolling Mill or Bore	1.75	Oil industry	1.25	Direct Connected	Refer to Factory
Brewing and distilling		Oilwell Pumping (not over		Reciprocating	Refer to Factory
Kilns and Cns		150% peak torque)	2.0	With Oil Flywheels	Refer to Factory
Billing Machines	1.0	Roller in Filter Press	2.0	*With Flywheel and Gear	
Brew Kettle	1.0	Paper mills		Between Compressor	
Drum, Continuous Duty	1.75	Barker Assembly, Hydraulic	2.0	and Prime Mover	
Licker Tub	1.5	Barker, Mechanical	2.0	1 cylinder, single acting	3.0
Wash Tub	1.25	Baking Drum	2.0	2 cylinders, single acting	2.0
Scale Hopper, frequent peaks	1.75	LS. Shaft of reducer with		3 cylinders, double acting	3.0
Clay working industry		Lead Drive - Helical	2.0	4 cylinders, double acting	3.0
Rock Press, Single Machine		or Herringbone Gear	2.5	2 cylinders, single acting	2.0
Clay Working Machine	1.75	Washed Spur Gear	2.0	4 or more cyl., single act.	1.75
Dredges		Roller in Filter Press	2.0	4 or more cyl., double act.	1.75
Cable Reel	1.75	Beams & Pulper	1.75	▲▲ Cranes and hoist	
Conveyer	1.75	Brushers, Coarsen	1.0	Main Hoist	1.75▲
Cutter Head, Sig Drive	2.0	Calendar & Super Calendar	1.75	Run Hoist	1.5▲
Manufacturing Wrench	1.5	Chopper	1.25	Slope	1.5
Pumps (with low head)	1.0	Conveying Machine	1.25	Bridge, trolley or trolley	1.75
Single Drive, Single	1.25	Crash	1.75	Dynamometer	1.0
Daily Work	1.5	Cutter, Not Whopper	2.0	Elevators	
Food industry		Calendar Drive	1.75	Bucket, Centrifugal Discharge	1.25
Beef Slicer	1.75	Felt Stratcher	1.25	Flight or Pan Conveyor	Not Appr
Butting, Case Filing Machine	1.5	Food mixer	1.75	Gravity Discharge	1.25
Cereal Cooler	1.25	Jordan	2.0	Escalators	Not Appr
Daugh Mixer, Meat Grinder	1.75	Log Haul	2.0	Exciter, generator	1.0
Lumber		Log Haul	1.5	Extruder, plastic	1.5
Band Saw	1.5	Press	1.75	Fans	
Circular Saw, Cut off	1.75	Roller	1.75	Centrifugal	1.0
Edge Head Rig, Hog	2.0	Roll, Rewinder, Winder	1.5	Coating Tower	2.0
Gang Saw		Stock Chart, Washer	1.5	Forward Draft - Airside the	1.5
(No processing)	Refer to Factory	Thickness	1.5	Line split	1.5
Log Haul	2.0	Stock Piles, Centrifugal	1.0	Green thru fluid or	1.0
Harer	2.75	Constant Speed	1.0	elastic slip clutch	1.0
Roll, Non-Resonant	2.25	Frequent Speed Changes	1.25	Gas Recirculating	1.5
Roll, Resonant	2.0	Order Load	1.25	Induced Draft with damper	1.25
Transfer Conveyor	1.75	Sucker Roll	1.75	control or blade cleaner	1.25
Slab Conveyer	1.5	Rubber industry		Induced Draft without control	2.0
Sorting Table	1.75	Calendar	2.0	Feeders	
Transfer	1.75	Cranker, Patroller	2.5	Apron, Belt, Disc, Screw	1.0
*Metal rolling mills		Intervator or Barkers, Mixer	2.5	Reciprocating	2.5
Crown (Up or Down) Cold		Wring Mill, Rollout or Shear	2.5	Generators	
Wls only	1.5	One of two in line	2.5	Even Load	1.0
Crown (Up or Down) Hot		Two or four in line	2.0	Fluct or Service	2.0
Wls only	2.0	Four or more in line	1.75	Hammermill	1.75
Coke Home		Tree Building Machine	2.5	Laundry washer or tumbler	2.0
Pulver, Ram Drive	2.0	Tire & Tube Press Opener	1.0	Line shafts	
Quad Opener	2.0	(From Torque)	1.0	Any Processing Machinery	1.5
Pulver or Lany Car		Tube, Stripes, Rollout	1.75	Machine tools	
Transfer Drive	3.0	Winding Mill		Auxiliary and Torsion Drive	1.0
Cold Mills -		One or two Mills in line	2.0	Bending Roll, Notching Press,	
Strip Mills	Refer to Factory	Three or four Mills in line	1.75	Plan Press, Planer, Planer	
Temper Mills		Washer	2.5	Rolling	1.25
Coating Beds	1.5	Sewage disposal equipment		Motor Drive	Not Appr
Drawbench	2.0	Box, Sewer, Chemical Feeders,		Metal forming	
Feed Rolls - Blasting Mills	2.0	Collectors, Dewatering		Machines	
Famous Pulver	2.0	Screens, Grit Collector	1.0	Draw Bench Carriage and	
Hot and Cold Saws	2.0	Sugar industry		Weld Drive	2.5
Hot Mills -		Core Convey & Leveler	1.75	Forming Machine and	
Strip or Sheet Mills		Coke Kilo & Crusher	2.0	Jaming Mills	2.0
Revolving, Blotting or		Mill Stands, Fibrous Driven		Sizes	1.0
Slabbing Mills	Refer to Factory	with oil, belt or		Wire Drawing or Flattening	1.75
Edge Drives	2.0	Herringbone gears	1.5	Wire Winder	1.5
Ingr Con	1.0	Electric Drive or Steam Engine		Colten and Ucolten	1.5
Manipulator	1.0	Drive with Helical		Mixers (see Agitator)	
Merchant Mills	Refer to Factory	Herringbone, or Spur Gears	1.75	Conical	1.75
Rolling Breakdown Mills		Textile industry		Muller	1.5
Rolling Breakdown	3.0	Butcher	1.25	Press, printing	1.5
Mills		Calendar, Card Machine	1.5	Pug mill	1.75
Hot Bed or Transfer	1.5	Clay Finishing Machine	1.5	Pulverizers	
non-reversing	3.0	Dry Con, Loops	1.5	Hammermill and Hog	1.75
Wring, non-reversing	3.0	Dyeing Machinery	1.25	Roller	1.5
non-slugging	2.0	Finishing Machine	Refer to Factory	Pumps	
Roll Driven	1.75	Mangle, Napier, Sooper		Centrifugal -	
Roll Mills	Refer to Factory	Spinner, Latex, Rope, Winder	1.5	Constant Speed	1.0
Steam Driven	2.0	▲ For engine drives, refer to Table 2. When electric motors, generators, engines, compressors and other machines are fitted with sleeve or straight roller bearings, use limited axial end float couplings to protect the bearings. Order a limited end float kit with the coupling.		Frequent Speed Changes	1.5
Steamless Tube Mills	3.0	▲ For balanced opposed design, refer to Factory.		under Load	1.75
Planer				Decoupling, with accumulation	1.75
				Direct Rotary or Vane	1.25
				Reciprocating	1.75
				1 cyl., single or double act.	3.0
				2 cyl., single acting	2.0
				2 cyl., double acting	1.75
				3 or more cylinders	1.5
				Screws	
				Air Washing	1.0
				Gravel	2.0
				Rotary Coal or Sand	1.5
				Vibrating	2.5 *
				Water	1.0
				Ski tows & lifts	Not Appr
				Steering gear	1.0
				Stoker	1.0
				Tumbling barrel	1.75
				Winch, maneuvering	
				Bridge, Manoe	1.5
				Windlass	1.5
				Woodworking machinery	1.0
				Work lift platforms	Not Appr

Fuente: Productos de transmisión de potencia, Falh, pag. 579.

Anexo 9. Rangos de acoplamientos y velocidades permisibles.

Table 5 Coupling Ratings & Allowable Speeds

Coupling Size	HP per 100 rpm‡	Torque Rating (lb-in.)‡	Allowable Speeds†—rpm			
			T10	T20 & T50*	T31, T35 & T10/G82	T70
1020T	.67	422	4500	6000	3600	...
1030T	1.90	1,200	4500	6000	3600	10000
1040T	3.17	2,000	4500	6000	3600	...
1050T	5.56	3,500	4500	6000	3600	9000
1060T	8.73	5,500	4350	6000	3600	...
1070T	12.7	8,000	4125	5500	3600	8200
1080T	26.2	16,500	3600	4750	3600	7100
1090T	47.6	30,000	3600	4000	3600	6000
1100T	80.0	50,500	2440	3250	2440	4900
1110T	119	75,000	2250	3000	2250	4500
1120T	175	110,000	2025	2700	2025	4000
1130T	254	160,000	1800	2400	1800	3600
1140T	365	230,000	1650	2200	1650	3300
1150T	508	320,000	1500	2000	1500	...
1160T	714	450,000	1350	1750	1350	...
1170T	952	600,000	1225	1600	1225	...
1180T	1,320	832,000	1100	1400	1100	...
1190T	1,750	1,100,000	1050	1300	1050	...
1200T	2,385	1,500,000	900	1200	900	...
1210T	3,175	2,000,000	820
1220T	4,290	2,700,000	730
1230T	5,555	3,500,000	680
1240T	7,140	4,500,000	630
1250T	9,520	6,000,000	580
1260T	11,900	7,500,000	540

‡ HP per 100 rpm and torque rating values for hubs with Taper Lock® bushings differ from those shown above; refer to Table 13.
 † Consult Factory for speeds higher than those shown.
 * Speeds shown above are for single Type T50 couplings; speeds for Type T50 Floating Shaft couplings are shown in Table 8 on Page 17.

Fuente: Productos de transmisión de potencia, Falk, pag. 581.

Anexo 10. Información acoplamiento Falk

SIZE	Min. Bore \uparrow	FOR ONE SQUARE KEY			FOR ONE RECTANGULAR KEY					
		Max. Bore \bullet	$\gamma = \chi$		Max. Bore \bullet	$\gamma = \chi$		Max. Bore \bullet	$\gamma = W/2 \Delta$	
			W	X		W	X		W	X
1030T	.500	1.125	.250	.125	1.187	.250	.093	1.250	.250	.062
1036T	.500	1.375	.312	.156	1.437	.312	.125	1.562	.312	.062
1040T	.500	1.625	.375	.187	1.750	.375	.125	1.750	.375	.062
1050T	.500	1.875	.500	.250	2.000	.500	.187	2.125	.500	.125
1060T	.750	2.125	.500	.250	2.250	.500	.187	2.375	.625	.125
1070T	.750	2.500	.625	.312	2.687	.625	.218	2.875	.750	.125
1080T	1.062	3.000	.750	.375	3.250	.750	.250	3.375	.875	.187
1090T	1.062	3.500	.875	.437	3.750	.875	.312	3.875	1.000	.250
1100T	1.625	4.000	1.000	.500	4.250	1.000	.375	4.500	1.000	.250
1110T	1.625	4.500	1.000	.500	4.625	1.250	.437	5.000	1.250	.250
1120T	2.375	5.000	1.250	.625	5.375	1.250	.437	5.750	1.500	.250
1130T	2.625	6.000	1.500	.750	6.500	1.500	.500	6.500	1.500	.250
1140T	2.625	7.000	1.750	.875	7.250	1.750	.500	7.750	2.000	.500
1150T	4.250	7.500	1.750	.875	8.000	2.000	.750
1160T	4.750	8.500	2.000	1.000	9.000	2.000	.750

Fuente: Productos de transmisión de potencia, **Falsh**, pag. 592.

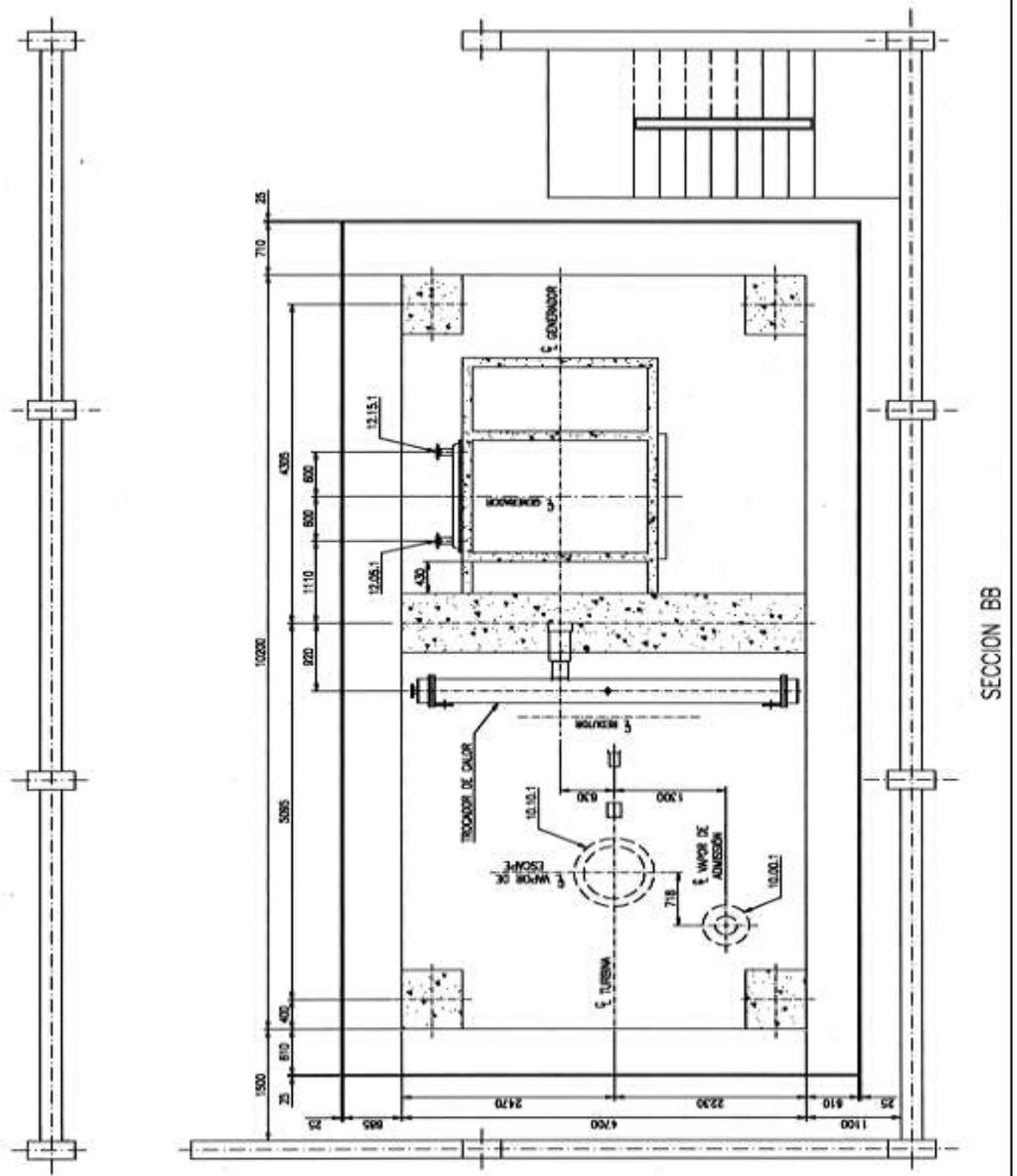
Anexo 11. Tabla de alineamientos para acoplamientos.

Table 18 Misalignment Capacity—Inches

SIZE	RECOMMENDED INSTALLATION MAXIMUM				MAXIMUM OPERATING			NORMAL GAP ±10%	
	Parallel Offset—P			Angular ($\frac{1}{16}^{\circ}$) X Minus Y	Parallel Offset—P†		Angular ($\frac{1}{16}^{\circ}$) X Minus Y	All Types Except T31	Type T31
	Types T10 T20 T31 T35	Type T50	Type T70		Types T10 T20 T31 T35	Type T70			
1020T	.006003	.012010	.125	.188
1030T	.006	.002	.003	.003	.012	.006	.012	.125	.188
1040T	.006003	.012013	.125	.188
1050T	.008	.002	.004	.004	.016	.008	.016	.125	.188
1060T	.008005	.016018	.125	.188
1070T	.008	.002	.004	.005	.016	.008	.020	.125	.188
1080T	.008	.002	.004	.006	.016	.008	.024	.125	.188
1090T	.008	.003	.004	.007	.016	.008	.028	.125	.188
1100T	.010	.003	.005	.008	.020	.010	.033	.188	.250
1110T	.010	.003	.005	.009	.020	.010	.036	.188	.250
1120T	.011	.003	.006	.010	.022	.011	.040	.250	.375
1130T	.011	.004	.006	.012	.022	.011	.047	.250	.375
1140T	.011	.004	.006	.013	.022	.011	.053	.250	.375
1150T	.012	.004	.006	.016	.024	.012	.062	.250	.375
1160T	.012	.005	.006	.018	.024	.012	.070	.250	.375
1170T	.012	.005	.006	.020	.024	.012	.079	.250	.375
1180T	.015	.005	.008	.022	.030	.015	.089	.250	.375
1190T	.015	.006	.008	.024	.030	.015	.097	.250	.375
1200T	.015	.006	.008	.027	.030	.015	.107	.250	.375
1210T	.018029	.036118	.500	...
1220T	.018032	.036129	.500	...
1230T	.019035	.038142	.500	...
1240T	.019038	.038154	.500	...
1250T	.020042	.040169	.500	...
1260T	.020046	.040183	.500	...

Fuente: Productos de transmisión de potencia, **Falk**, pag. 595.

Anexo 12. Representación de las líneas centro del turbogenerador sobre la base de concreto.



Fuente: TGM turbinas. Plano de instalación.