

T
621.184
HOR



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la

Producción

“Desarrollo de un Programa de Inspección bajo Análisis de Riesgo
Aplicado a la Caldera Acuatubular YB-7005 en la Refinería Estatal
de Esmeraldas”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Presentada por:

Jorge Luis Mora Valverde

GUAYAQUIL – ECUADOR



D-33499

Año: 2004



AGRADECIMIENTO

A todas las personas que colaboraron en la realización de este trabajo y de manera especial al Ing. Julián Peña, Director de Tesis, por su invaluable ayuda.

DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MIS HERMANOS

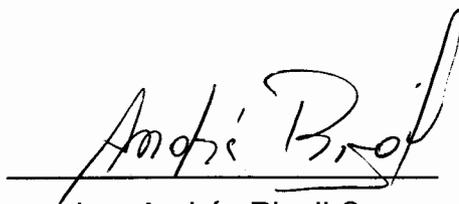
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Omar Serrano V.
DELEGADO POR EL
DECANO DE LA FIMCP
PRESIDENTE



Ing. Julián Peña E.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Andrés Rigail C.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Jorge Luis Mora Valverde', is written over a solid horizontal line.

Jorge Luis Mora Valverde



RESUMEN

En la unidad de generación de vapor de la Refinería Estatal de Esmeraldas existen cuatro calderas acuatubulares que son las encargadas de obtener el fluido para los distintos procesos en la obtención de derivados del petróleo. El presente proyecto de tesis, tiene como propósito fundamental, desarrollar un programa de inspección aplicado a una de las calderas (la caldera acuatubular YB-7005) utilizando como base el análisis de riesgo.

Esta caldera presenta dos incidentes de falla durante los meses de Marzo y Julio del 2003 debido a que estaba operando sin agua de alimentación y que produjeron severos daños en el equipo. Es por ello que al realizar un análisis de riesgo se pretende conocer el estado real de la caldera y proyectar que tan factible será que siga operando en las condiciones actuales.

El primer punto que será desarrollado dentro de la tesis consiste en el estudio de los conocimientos fundamentales involucrados en el análisis de riesgos que son aplicados específicamente a calderas acuatubulares, también se estudian las posibles fallas que pueden suscitarse en una caldera

y los criterios empleados en la valoración de los niveles de riesgo que servirán para calcular los índices cualitativos y cuantitativos.

El siguiente punto abarca la obtención de la información que será empleada posteriormente en el análisis de riesgos. En esta parte se desarrolla un plan de inspección aplicado a la caldera que se está estudiando. Para identificar las técnicas de inspección que se suelen emplear para examinar calderas, se utilizará la norma API 573 "Inspection of Fired Boilers and Heaters", al igual que la norma ASME "Boiler and Pressure Vessel Code - Section V Nondestructive Examinations". Al realizar todos los ensayos pertinentes y demás técnicas de inspección se obtendrán todos los datos necesarios para realizar el análisis.

Posteriormente se efectuará el respectivo análisis de riesgo, tanto de manera cualitativa así como también cuantitativa. Para efectuar todo el desarrollo del análisis de riesgos, se emplearán las normas API RP 580, "Risk-Based Inspection" y API 581, "Risk-Based Inspection Base Resource Document". De esta manera al analizar las zonas de riesgo se trata de conocer el estado actual en que se encuentra la caldera por medio del cálculo de las consecuencias y probabilidades de falla que pueda tener. A su vez con esta información se pretende desarrollar un programa de inspección más intensivo, enfocándose en las áreas más críticas que determine el análisis de riesgos.

El paso final es la determinación de los ajustes necesarios que se le deben de hacer a la caldera para que pueda continuar operando. Para ello se empleará la norma API 579 "Fitness for service", así, se puede comparar si es que las condiciones en las que esta trabajando actualmente son las más adecuadas o bajo que nuevos parámetros el equipo debería estar operando.

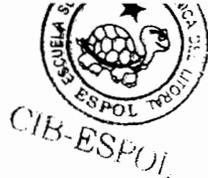
Al realizar todo el proceso se espera emitir un criterio acerca del funcionamiento, aplicación y utilidad de las normas utilizadas en el desarrollo de la presente tesis.

ÍNDICE GENERAL

	<u>Pág.</u>
RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS.....	XIII
SIMBOLOGÍA.....	XV
INDICE DE FIGURAS.....	XVIII
INDICE DE TABLAS.....	XXII
INDICE DE PLANOS.....	XXVI
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPÍTULO 1

1. EL ANALISIS DE RIESGO COMO UNA NUEVA METODOLOGIA EN PROGRAMAS DE INSPECCION.....	4
1.1. Importancia de un programa de inspección.....	4
1.2. El programa de inspección basada en riesgo.....	5



1.2.1. Metodología.....7

1.2.2. Análisis cualitativo.....11

1.2.3. Análisis cuantitativo.....12

1.2.4. Aptitud para el servicio.....16

1.3. Técnicas de Inspección y formas de deterioro que se pueden encontrar.....16

1.3.1. Efectividad de una técnica de inspección.....17

1.3.2. Técnicas de inspección empleadas en calderas.....19

1.3.3. Identificación de mecanismos de deterioramiento y modos de falla.....23

1.4. Tipos de falla comunes en calderas acuatubulares.....24

1.4.1. Fallas en tubos y domos.....25

1.4.2. Fallas en otros componentes.....37

1.5. Probabilidad y consecuencia para un programa de inspección basada en riesgo.....39

1.5.1. Probabilidad de falla.....40

1.5.2. Consecuencia de falla.....54

1.6. Determinación del riesgo.....62



CAPÍTULO 2

2. DESARROLLO DEL PROGRAMA DE INSPECCION.....66

2.1. Propósito de un programa de inspección.....	66
2.2. Descripción de la unidad a analizar.....	66
2.3. Desarrollo del programa de inspección.....	75
2.3.1. Selección de técnicas de inspección para el análisis de riesgo a la caldera en estudio.....	76
2.4. Inspecciones efectuadas a la caldera.....	78
2.4.1. Tubos y domos.....	80
2.4.2. Quemadores.....	94
2.4.3. Otras partes.....	96
2.5. Resultados de la inspección a la caldera.....	101

CAPÍTULO 3

3. ANALISIS DE RIESGO.....	125
3.1. El programa de inspección basada en riesgo.....	125
3.2. Análisis cualitativo.....	127
3.2.1. Categoría de probabilidad.....	129
3.2.2. Categoría de consecuencia.....	130
3.2.3. Determinación del riesgo.....	132
3.3. Análisis cuantitativo.....	135
3.3.1. Módulos técnicos empleados en el análisis cuantitativo.....	138

3.3.2. Probabilidad de falla.....	156
3.3.3. Consecuencia de falla.....	177
3.3.4. Determinación del riesgo.....	189
3.4. Análisis de resultados de la inspección basada en riesgo.....	191
3.4.1. Zonas de riesgo en la caldera.....	194

CAPÍTULO 4

4. APTITUD PARA EL SERVICIO.....	196
4.1. Niveles de evaluación.....	196
4.2. Resultados de la inspección.....	200
4.3. Acondicionamientos a realizar en el equipo.....	201

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	210
--	-----

APÉNDICES

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

%	Por ciento
°K	Grados Kelvin
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
°R	Grados Rankine
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineering
BTU	British thermal unit
cm	Centímetros
Cr	Cromo
ec.	Ecuación
FFS	Fitness for service
ft	Pie
ft ²	Pies cuadrados
HRB	Dureza Rockwell B
in	Pulgadas
in/yr	Pulgadas por año
in ²	Pulgadas cuadradas
Kg/cm ²	Kilogramos por centímetro cuadrado
lb	Libras
Lb.mol	Libras mol
lb/ft ³	Libra por pie cúbico
lb/sec	libras por segundo
LMP(σ)	Parámetro Larson-Miller
ln	Logaritmo natural
m ²	Metros cuadrados
mm	Milímetros
Mo	Molibdeno
mpy	mils por año

N/A	No Aplica
psi	Libras por pulgada cuadrada
psia	Libras por pulgadas cuadradas absoluta
RP	Recommended Practice
RBI	Risk-Based Inspection
Ton/Hr	Toneladas por hora
USD	Dólares Americanos
yr	Años



CIB-ESPOL

SIMBOLOGÍA

A	Área
a	Tiempo
B	Bainita
C	Conexiones
Con.	Tipo de descarga continua
C _m	Constante del material
CA	Tolerancia de Corrosión
C _d	Coefficiente de descarga
C _p	Calor específico a presión constante
C _s	Consecuencia de falla para cada escenario
C _v	Calor específico a volumen constante
ΔFATT	Temperatura de transición para la fractura
ΔT _{5%}	Temperatura de sobrecalentamiento
ΔT _{oh}	Severidad de posible sobrecalentamiento
e _{actua}	Espesor de pared en la medición actual
e _{anterior}	Espesor de pared en la medición anterior
e _{retiro}	Espesor de pared de retiro
F	Ferrita
FA	Factor de ajuste
F _c	Factor de complejidad
FCD	Factor de condición
FD	Factor de división
F _E	Factor de modificación de equipo
FF	Factor de falla
FF _{ST}	Factor de falla por fluencia a corto plazo
F _M	Factor de evaluación del sistema de administración
FM	Factor de Monitoreo
FR	Factor de ramificación
Frecuencia _{Ajustada}	Frecuencia ajustada de falla



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

Frecuencia _{genérica}	Frecuencia genérica de falla
FSD	Factor de Sobre Diseño
I	Inyecciones
Ins.	Tipo de descarga instantánea
K	C_p/C_v
L	Vida de ruptura
M	Peso molecular
min	Mínimo
MW	Mínimo espesor de pared
OD	Diámetro exterior
P	Presión
P _r	Perlita
P _a	Presión atmosférica
P _{dis}	Presión de diseño
P _{H2}	Presión Parcial de Hidrógeno
P _m	Presión del elemento
P _{oper}	Presión de operación
P _s	Probabilidad de falla para cada escenario
P _{trans}	Presión de transición
P _v	Parámetro para determinar la susceptibilidad
r	Tasa de corrosión
R	Constante universal de los gases
Riesgo _{Elemento}	Riesgo del elemento
Riesgos	Riesgo del escenario
RL	Vida remanente
RM	Ramificaciones
s	Número del escenario
SP	Perlita esferoizada
SUSC	Susceptibilidad
t	Espesor
T	Temperatura
T _{actual}	Espesor actual
TEM	Temperatura Elástica del metal
t _h	Tiempo en horas
t _{tec}	Tiempo entre lecturas
T _{min}	Temperatura mínima
TMSF	Subfactor de Módulo Técnico
TMSF ^{LT}	Subfactor de Módulo Técnico para fluencia a largo plazo
TMSF ST	Subfactor de Módulo Técnico para fluencia a corto plazo
TMT	Temperatura de Metal del Tubo
t _{oh}	Duración de un evento de sobrecalentamiento
T _{operación}	Temperatura de operación
TPS	Tratamiento Post Suelda
T _{ref}	Temperatura de referencia

V	Válvulas
V _c	Velocidad de corrosión
W	Widmanstatten
W _{gs}	Tasa de descarga del gas sónica
W _{gss}	Tasa de descarga del gas subsónica
X	Tasa de emisión o masa disponible
y _i	Fracción Molar

ÍNDICE DE FIGURAS

	<u>Pág.</u>
Figura 1.1. Estructura de un programa de inspección basada en riesgo.....	10
Figura 1.2. Procedimiento para el análisis cuantitativo RBI.....	13
Figura 1.3. Penetración cáustica profunda.....	28
Figura 1.4. Estallido de pared gruesa resultante del daño por Hidrógeno.....	29
Figura 1.5. Picaduras debido al oxígeno en un tubo de sobrecalentador.....	30
Figura 1.6. Aspecto de la grieta por corrosión bajo esfuerzo sobre la superficie externa.....	31
Figura 1.7. Adelgazamiento de la pared debido a la corrosión por ceniza del combustóleo.....	33
Figura 1.8. Daño producido por acción directa de la humedad en combinación con los depósitos sulfurosos.....	34
Figura 1.9. Combas múltiples y bruscas sobre la cara caliente de tubo de pantalla.....	36
Figura 1.10. Sobrecalentamiento de corta duración en el que se tuvo combadura antes que la rotura.....	37
Figura 1.11. Grafico para obtener el factor de evaluación del sistema de administración.....	53



Figura 1.12. Matriz de riesgo empleada para el análisis cualitativo.....	63
Figura 1.13. Matriz de riesgo empleada para el análisis cualitativo.....	63
Figura 2.1. Caldera acuatubular Babcock & Wilcox.....	69
Figura 2.2. Disposición de los tubos en el hogar de la caldera (vista en planta seccionada).....	73
Figura 2.3. Disposición de los tubos en la caldera (vista lateral seccionada).....	74
Figura 2.4. Deformaciones en los tubos de pantalla debido al sobrecalentamiento experimentado.....	81
Figura 2.5. Deformación y posterior rotura de un tubo de pantalla.....	82
Figura 2.6. Ampollas en varios tubos de pantalla.....	82
Figura 2.7. Ampollas en los tubos de pared frontal de la caldera.....	83
Figura 2.8. Tubos deformados en la zona del techo.....	84
Figura 2.9. Ampollas en los tubos del techo.....	85
Figura 2.10. Deformación en algunos tubos de la pared lateral de la caldera.....	86
Figura 2.11. Fugas de agua en algunos tubos de pared frontal en el lado de la caja de aire.....	87
Figura 2.12. Zona del sobrecalentador deformada y con daños debido al sobrecalentamiento.....	88
Figura 2.13. Vista interior del domo de agua.....	91
Figura 2.14. Depósitos mínimos encontrados en el domo de agua.....	92
Figura 2.15. Tubos seleccionados para el análisis dimensional y metalográfico.....	93
Figura 2.16. Quemador nº 3 de la caldera YB-7005.....	94
Figura 2.17. Difusores corroídos de la caldera YB-7005.....	95
Figura 2.18. Asa que soporta a la barra de sujeción.....	97
Figura 2.19. Zonas del precalentador ligeramente corroídas.....	98
Figura 2.20. Ductos de aire y gases de la caldera YB-7005.....	99
Figura 2.21. Bomba de agua de alimentación a la caldera.....	101



Figura 2.22. Placas de refuerzo colocadas en los tubos de pared frontal del lado de la caja de aire.....	104
Figura 2.23. Placas de refuerzo que soportan la viga en el lado de la caja de aire.....	104
Figura 2.24. Tubos de pantalla removidos de la caldera.....	106
Figura 2.25. Anillos dimensionales de los tubos analizados	111
Figura 2.26. Lado interior del tubo N° 1, indicando las escamas de oxido.....	116
Figura 2.27. Microestructura observada en la región de falla (posición 12h00) en el tubo N° 1	117
Figura 2.28. Microestructura observada en la región de falla (posición 6h00) en el tubo N° 1.....	118
Figura 2.29. Microestructura observada en la región de falla (posición 12h00) en el tubo N° 2.....	119
Figura 2.30. Microestructura observada en la región de falla (posición 6h00) en el tubo N° 2.....	120
Figura 2.31. Microestructura observada junto a la región de falla (posición 12h00) en el tubo N° 2.....	121
Figura 2.32. Microestructura observada junto a la región de falla (posición 6h00) en el tubo N° 2.....	122
Figura 2.33. Microestructura observada (posición 6h00 y 12h00) en el tubo N° 3.....	123
Figura 3.1. Nivel de riesgo de toda la caldera de acuerdo a la norma API 581.....	133
Figura 3.2. Niveles de riesgo de los elementos de la caldera.....	134
Figura 3.3. Árbol de eventos para un evento de falla de tubos de caldera.....	185
Figura 3.4. Árbol de eventos para un evento de sobrecalentamiento.....	186
Figura 4.1. Menú para la utilización del software @Risk.....	205
Figura 4.2. Probabilidad de falla en tubos estimada con el software.....	206

Figura 4.3. Gráfica indicando la probabilidad de falla en relación
con el tiempo206



ÍNDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 1.1	Tamaño de agujeros empleados en el análisis Cuantitativo.....	14
Tabla 1.2	Mecanismos de falla comunes en calderas acuatubulares.....	26
Tabla 1.3	Definiciones para estimar la probabilidad de falla en un análisis cualitativo de acuerdo a la norma ASME.....	41
Tabla 1.4	Valores considerados en el subfactor universal.....	45
Tabla 1.5	Valores numéricos para recipientes con numero de inyectores.....	46
Tabla 1.6	Factores de complejidad.....	47
Tabla 1.7	Valores numéricos de acuerdo a la utilización de normas.....	48
Tabla 1.8	Valores para el ciclo de vida.....	49
Tabla 1.9	Valores considerados en el factor de seguridad.....	50
Tabla 1.10	Valores numéricos para el monitoreo de vibraciones.....	50
Tabla 1.11	Reparaciones planificadas y no planificadas.....	51
Tabla 1.12	Valores numéricos para el rango de estabilidad.....	52
Tabla 1.13	Valores numéricos para las válvulas de alivio.....	52
Tabla 1.14	Definiciones para estimar la severidad de consecuencia en un análisis cualitativo de acuerdo a la norma ASME.....	55

Tabla 1.15	Propiedades del fluido representativo.....	57
Tabla 1.16	Consideraciones utilizadas para determinar la cantidad de fluido en los componentes	57
Tabla 1.17	Guía para determinar la fase de un fluido.....	58
Tabla 1.18	Guía para determinar la fase de un fluido.....	58
Tabla 2.1	Datos técnicos y de operación de la unidad.....	68
Tabla 2.2	Técnicas de inspección seleccionadas y zonas a analizar.....	77
Tabla 2.3	Espesores de diseño y espesores medidos promedio en tubos y demás zonas analizadas	108
Tabla 2.4	Tasas de corrosión promedio en los tubos y demás zonas analizadas.....	110
Tabla 2.5	Mediciones dimensionales del diámetro exterior.....	112
Tabla 2.6	Mediciones dimensionales del espesor de pared.....	112
Tabla 2.7	Composición química de los tubos tomados de muestra.....	113
Tabla 2.8	Análisis microestructural.....	114
Tabla 3.1	Categoría de probabilidad.....	129
Tabla 3.2	Probabilidad de falla.....	130
Tabla 3.3	Categoría de consecuencia.....	131
Tabla 3.4	Severidad de consecuencia.....	132
Tabla 3.5	Juego de agujeros empleados para el análisis cuantitativo a la caldera YB-7005.....	138
Tabla 3.6	Apreciación de la efectividad de la inspección para el modulo técnico de reducción de espesor.....	141
Tabla 3.7	Factor de sobrediseño.....	141
Tabla 3.8	Índice de severidad para agrietamiento cáustico.....	142
Tabla 3.9	Apreciación de la efectividad de la inspección para el modulo técnico de agrietamiento cáustico.....	143
Tabla 3.10	Susceptibilidad de aceros al carbono y aceros de baja aleación al ataque por hidrogeno.....	144

Tabla 3.11	Apreciación de la efectividad de la inspección para el modulo técnico de ataque por hidrogeno.....	144
Tabla 3.12	Temperatura limite para fluencia.....	146
Tabla 3.13	Acciones correctivas tomadas.....	149
Tabla 3.14	Factores de falla para recubrimientos.....	152
Tabla 3.15	Factores ajuste para condición de recubrimientos.....	153
Tabla 3.16	Módulos técnicos empleados para tubos y demás zonas de la caldera YB-7005.....	155
Tabla 3.17	Valores sugeridos de probabilidad genérica de falla para los elementos de la caldera YB-7005.....	157
Tabla 3.18	Modulo técnico para reducción de espesor.....	159
Tabla 3.19	Modulo técnico final para reducción de espesor.....	159
Tabla 3.20	Modulo técnico para corrosión bajo esfuerzo.....	160
Tabla 3.21	Modulo técnico para ataque por hidrogeno.....	163
Tabla 3.22	Modulo técnico para tubos de horno.....	164
Tabla 3.23	Modulo técnico para tubos de horno (continuación).....	165
Tabla 3.24	Modulo técnico final para tubos de homo.....	165
Tabla 3.25	Modulo técnico para daño mecánico.....	167
Tabla 3.26	Modulo técnico para daño por fragilización.....	167
Tabla 3.27	Modulo técnico para daño al recubrimiento.....	168
Tabla 3.28	Subfactor modulo técnico.....	169
Tabla 3.29	Subfactor universal para los elementos de la caldera.....	170
Tabla 3.30	Subfactor mecánico.....	172
Tabla 3.31	Subfactor de proceso.....	173
Tabla 3.32	Factor de modificación de equipo.....	174
Tabla 3.33	Resultados factor de evaluación sistemas de administración.....	175
Tabla 3.34	Probabilidad ajustada de falla.....	176
Tabla 3.35	Fluido representativo en los elementos de la caldera.....	178
Tabla 3.36	Cantidad de masa disponible para descarga.....	179
Tabla 3.37	Tasa de descarga del gas para flujo sónico.....	181

Tabla 3.38	Tipo de descarga para flujo sónico.....	182
Tabla 3.39	Áreas afectadas por la descarga	183
Tabla 3.40	Tiempos de para estimados para los elementos de la caldera.....	187
Tabla 3.41	Costos de daño para los elementos de la caldera.....	189
Tabla 3.42	Índice de riesgo para los elementos de la caldera.....	190
Tabla 3.43	Índice de riesgo para los elementos de la caldera.....	191
Tabla 3.44	Clasificación de los índices de riesgo.....	192
Tabla 3.45	Zonas con mayores índices de riesgo en la caldera.....	194
Tabla 4.1	Resultados del análisis de riesgo para tubos del sobrecalentador y de pantalla.....	200
Tabla 4.2	Niveles de inspección recomendados para corrosión bajo esfuerzo.....	208
Tabla 4.3	Intervalos de inspección para tubos de caldera.....	209

INDICE DE PLANOS

Plano 1	Ubicación de Tubos en la Caldera
Plano 2	Elevación Lateral Seccionada
Plano 3	Vista en Planta Seccionada
Plano 4	Arreglo General Vista en Planta
Plano 5	Arreglo General Elevación Lateral
Plano 6	Zonas de Riesgo (Vista en Planta)
Plano 7	Zonas de Riesgo (Elevación Lateral)

INTRODUCCIÓN

Cuando un equipo ha sufrido un daño, es lógico suponer que en las condiciones actuales, el mismo no va a responder a un 100% de su capacidad operativa. Un estudio que revele el estado actual del equipo así como también bajo que nuevos parámetros podría entrar el mismo nuevamente a operar resultaría extremadamente útil.

La importancia que han adquirido en los últimos años los planes de inspección con la finalidad de reducir los costos generados por la interrupción de la producción, lleva a elaborar nuevas metodologías. Justamente por ello, se han desarrollado documentos tales como las normas API RP 580, "Risk-Based Inspection", API 581, "Risk-Based Inspection Base Resource Document" y ASME "General Document Volume 1 CRTD-Vol.20-1", cuya finalidad es desarrollar nuevos programas de inspección tomando como base el análisis de riesgos.

También es necesario determinar si un equipo que ha sufrido algún daño puede continuar operando, para ello, se ha desarrollado la norma API 579 Fitness-for-Service. Esta norma proporciona los criterios de aceptación mediante un análisis por niveles y de esta manera determinar bajo que nuevos parámetros un equipo puede continuar en funcionamiento.

En la presente tesis, se demostrará la aplicabilidad que tiene esta nueva metodología en programas de inspección, para ello se realizará un programa de inspección basada en riesgo a una caldera acuatubular de aproximadamente 6 años de funcionamiento. Dicha caldera presenta varios antecedentes de sobrecalentamiento, por lo que al realizar el análisis se pretende establecer las zonas más críticas con lo que se puede mejorar los actuales programas de inspección enfocándose en las zonas que tienen mayores índices de riesgo.

El proceso a seguir de acuerdo a lo sugerido por la normas API 580 y API 581 es el siguiente:

1. Identificación del sistema
2. Recopilación de datos e información
3. Determinación de la probabilidad
4. Determinación de la consecuencia
5. Determinación del nivel de riesgo
6. Desarrollo de un nuevo plan de inspección
7. Aptitud para el servicio

La norma sugiere que se puede efectuar el análisis por niveles, dependiendo de la cantidad de información que se posea o de las necesidades de la empresa. Por lo general se suele iniciar con un análisis cualitativo para

posteriormente realizar un análisis cuantitativo. Igualmente sugiere que se haga una auditoría periódica de todo el proceso de evaluación con la finalidad de mejorar la calidad del mismo.

Al realizar un programa de inspección basada en riesgo, se pretende:

- Evaluar los planes actuales de inspección y definición de nueva planificación de inspección tomando en cuenta riesgos futuros, relacionados con el tipo de inspección y efectividad.
- Optimizar las inspecciones por medio del análisis de beneficio de riesgo y consideración de opciones de reparación o sustitución.

CAPITULO 1

1. EL ANALISIS DE RIESGO COMO UNA NUEVA METODOLOGIA EN PROGRAMAS DE INSPECCION.

1.1.Importancia de un programa de inspección.

Quando se habla de un programa de inspección, se debe tener en cuenta que la finalidad del mismo consiste en recolectar datos acerca de todos los elementos de un determinado equipo, de esta manera, éstos pueden ser analizados y puede hacerse una evaluación de la integridad mecánica de todo el equipo para que pueda continuar en servicio.

La importancia de desarrollar un programa de inspección, radica fundamentalmente en el hecho de que de esta manera se puede determinar el estado real de los componentes de un determinado equipo y así analizar causas probables de deterioro o falla. Las reparaciones pueden ser hechas si los análisis de los datos indican

que la vida útil es más corta que la determinada por el fabricante. En adición, las reparaciones o reemplazos pueden ser predichas para el futuro por análisis de datos apropiados acumulados por las inspecciones externas regulares al equipo y durante los monitoreos del equipo en marcha en las condiciones actuales.

1.2. El programa de inspección basada en riesgo.

Un programa o plan de inspección basada en riesgo es una técnica que fundamenta su metodología en la estimación de probabilidades y consecuencias de daños que puede tener algún equipo si se diera el caso que llegase a fallar. A partir de la identificación de los diferentes mecanismos de degradación potencial, el programa de inspección basada en riesgo permite desplegar un programa de inspección más agresivo enfocándose en las zonas más críticas dentro de un equipo con lo que se puede tener un control más eficaz sobre el mismo.

Generalmente para desarrollar un programa de inspección basada en riesgo, se suelen emplean documentos, principalmente los que han sido desarrollados por parte de la ASME (American Society of Mechanical Engineers) y API (American Petroleum Institute). El primer documento es el recomendado por el ASME en su publicación "General Document Volume 1 CRTD-Vol.20-1", el mismo que indica los métodos para la aplicación de un análisis basado en riesgo a

cualquier elemento que esté estandarizado en los códigos ASME. El segundo documento lo constituyen las publicaciones API RP 580, "Risk-Based Inspection" y API 581, "Risk-Based Inspection Base Resource Document", las mismas que han sido diseñadas para que puedan ser aplicadas en las industrias químicas y petroleras. El contenido de éstas puede aplicarse sólo a los siguientes equipos:

- a. Recipientes a presión
- b. Tuberías y componentes de procesos
- c. Tanques de almacenamiento atmosféricos y presurizados
- d. Calderas y calentadores
- e. Intercambiadores de calor
- f. Sistemas de alivio de presión
- g. Equipos rotatorios presurizados como bombas y compresores

En las normas se detallan los pasos que se deben seguir para calcular el índice de riesgo por medio de las consecuencias ambientales, de seguridad, y de interrupción de negocios al relacionarlas con la probabilidad de que las mismas puedan darse.

Si se conocen los índices de riesgo que tiene un determinado equipo o unidad operativa, se puede desarrollar un programa más efectivo de

inspección con la finalidad de reducir los índices o niveles de riesgo de fallas en todos los componentes involucrados.

1.2.1. Metodología.

Un programa de Inspección Basada en riesgo involucra muchos factores, desde los elementales datos de diseño hasta las últimas condiciones de operación. La metodología que sigue un programa de inspección basada en riesgo se basa en determinar cual incidente podría ocurrir (consecuencia) en el evento de que un equipo falle y cuan probable (probabilidad) es que este incidente pueda ocurrir. De esta manera, al relacionar la probabilidad con la consecuencia, resulta posible calcular el nivel o índice de riesgo de un elemento o equipo.

Existen varios tipos de evaluaciones basadas en riesgo, es decir, se puede llevar una evaluación de este tipo por diferentes niveles. La elección del más apropiado tipo de evaluación, depende de muchos factores, principalmente los que se destacan a continuación:

- Objetivo del estudio.
- Número de instalaciones o partes del equipo.
- Recursos disponibles

- Complejidad de las instalaciones y procesos.
- Naturaleza y calidad de los datos disponibles.

Esta metodología puede ser aplicada cualitativamente, cuantitativamente o usando aspectos de ambas (semi-cuantitativamente). Cada evaluación provee una sistemática forma para presentar el riesgo, identificando áreas de daños potenciales, y desarrollando una lista donde se prioriza los elementos que deben ser inspeccionados y analizados mas profundamente.

El primer paso antes de realizar el análisis consiste en identificar de manera clara el escenario que va a ser estudiado. Es necesario tener en cuenta el deterioro actual de los elementos que van a ser analizados, la posibilidad que estos fallen y las consecuencias que traería consigo el hecho de se de un determinado evento de falla.

El siguiente paso es la determinación de los mecanismos de deterioramiento y modos de falla a los que está sometido el equipo que se esta analizando. Conociendo esto es posible utilizar las más adecuadas técnicas de inspección para identificar daños y potenciales daños que podría tener el

equipo. Esta información acerca de la inspección resulta muy útil para obtener el índice de riesgo.

Una vez identificados los mecanismos de deterioro, se procede a determinar el valor correspondiente a la probabilidad de daño así como también su consecuencia. Relacionando la probabilidad con la consecuencia se obtiene el índice o nivel de riesgo en el que se encuentra el equipo que se está estudiando.

Cuando se realiza un análisis de riesgo en forma cualitativa, únicamente se requiere información general acerca del equipo que se va a analizar. Con esta información se puede conocer de manera global la situación del mismo. Cuando se efectúa un análisis cuantitativo, se requiere información más específica y los resultados que se obtienen indican con mayor precisión el estado en que se encuentra el equipo que se analiza.

Si se han identificado daños en el equipo, es posible que se requiera efectuar algún tipo de ajuste antes de que entre nuevamente a operar, para ello, se puede emplear la norma API RP 579 (Fitness For Service), la misma que sirve para calcular las nuevas condiciones a las que un determinado elemento o equipo debe operar una vez que se ha comprobado que el

mismo ha estado bajo la acción de algún tipo de daño. En la figura 1.1 se ilustra mediante un diagrama de flujo la metodología empleada en un programa de inspección basada en riesgo una vez que ha sido identificado el sistema.

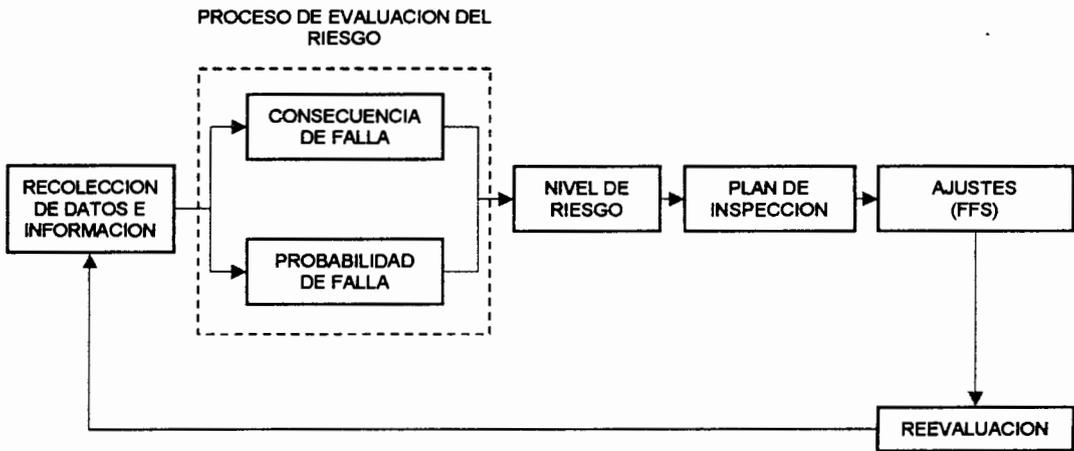


FIGURA 1.1. ESTRUCTURA DE UN PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO. (FUENTE: API RECOMMENDED PRACTICE 580)

Si se conocen el nivel de riesgo en el que se encuentra un equipo, es posible a partir de esta información reorganizar los actuales programas de inspección y de mantenimiento con la finalidad de reducir los niveles de riesgo en los que se encuentra el mismo.

Los datos obtenidos desde la inspección, el análisis de riesgos y la posterior adaptación para puesta en servicio, son colocados

en una base de datos, la misma que es actualizada con las futuras inspecciones y cambios a los que el equipo está sometido. Los nuevos datos afectarán los cálculos de riesgos y la valoración para el futuro. El programa de inspección basada en riesgo, también incorpora una periódica auditoría de todo el sistema, de esta manera se puede mejorar la calidad del mismo.

1.2.2. Análisis cualitativo.

Este análisis proporciona información de manera general acerca del nivel de riesgo en el que se encuentra el equipo al que se está analizando. Esta información se suele emplear para realizar en lo posterior un análisis cuantitativo más detallado.

Para determinar el índice de riesgo cualitativamente, en la norma API 581 se emplean tablas, las mismas que de acuerdo a la información del equipo proporcionan elementos de juicio para realizar el análisis. El proceso de recopilación de información para determinar el índice de riesgo de manera cualitativa está dividido en tres partes. La primera parte consiste en determinar la probabilidad de falla, la segunda sirve para determinar la consecuencia de daños y la tercera es empleada para determinar la categoría de consecuencia para la salud. Se

escoge la mayor de las dos consecuencias para relacionarla con la probabilidad de falla.

Relacionando la primera parte con la mayor de la segunda y tercera parte, se obtiene el nivel de riesgo del equipo que se esta estudiando. El resultado es colocado en una matriz de 5 x 5 en donde un eje está representado por la probabilidad y el otro por la consecuencia. La ubicación en esta matriz indicará el nivel de riesgo del elemento que se esta analizando.

De manera similar, existe una metodología desarrollada por la ASME para implementar programas de análisis de riesgo de manera cualitativa, en la que se categoriza al elemento que se está estudiando en base a las experiencias de fallas que se ha tenido con elementos similares. El resultado es presentado igualmente en una matriz de 5x5 indicando las categorías de probabilidad y consecuencia.

1.2.3. Análisis cuantitativo.

Para efectuar este análisis, De acuerdo a la norma API, se utiliza la metodología indicada en el diagrama de flujo que se muestra en la figura 1.2.

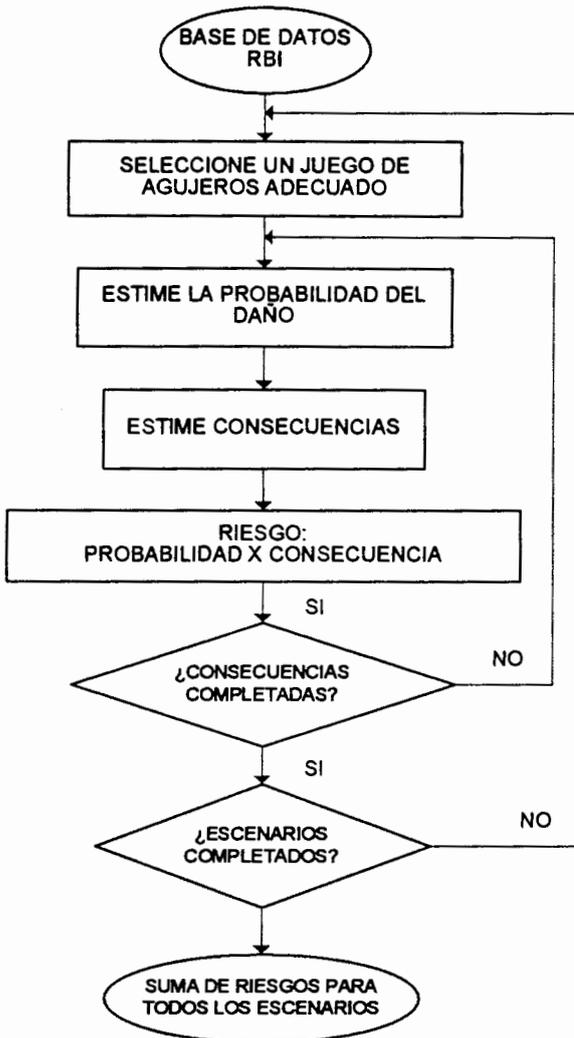


FIGURA 1.2. PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS CUANTITATIVO RBI.
(FUENTE: API RECOMMENDED PRACTICE 581)

De acuerdo lo indicado en el diagrama, se deben seguir los siguientes pasos para determinar el índice de riesgo de cualquier elemento que se desee analizar.

1. Determinar un juego de agujeros adecuado.
2. Determinar la probabilidad de falla.

3. Determinar la consecuencia de falla.
4. Determinar el índice de riesgo.

El primer paso para determinar cuantitativamente el riesgo en un determinado elemento consiste en seleccionar un juego de agujeros adecuado. Los tamaños de estos agujeros ya se encuentran establecidos en la norma y representan los casos de pequeño, mediano, grande y ruptura. En la tabla 1.1 se indican los tamaños de agujeros empleados en el análisis cuantitativo.

TABLA 1.1

TAMAÑO DE AGUJEROS EMPLEADOS EN EL ANALISIS CUANTITATIVO

Tamaño de agujero	Rango	Valor representativo
Pequeño	0 – ¼ in	¼ in
Mediano	¼ - 2 in	1 in
Grande	2 – 6 in	4 in
Ruptura	> 6 in	El diámetro del componente, con un valor máximo de 16 in.

Debe considerarse que dependiendo del tamaño del elemento que se desea analizar, algunos tamaños de agujeros no serán utilizados. Por ejemplo, si se va a analizar tuberías, los 4

tamaños son utilizados, siempre que el diámetro de la fisura sea menor o igual al diámetro de la tubería analizada.

El siguiente paso, una vez que han sido establecidos los tamaños de agujeros adecuados es determinar la probabilidad de falla. El valor de probabilidad para diferentes elementos de un equipo y para cada tamaño de agujero está estipulado en la norma. Este valor debe ser modificado mediante la multiplicación de algunos factores, con lo que se obtiene la probabilidad de falla ajustada.

El paso que sigue es determinar la consecuencia de falla, para ello se emplea los modelos de dispersión y descarga que dependen del elemento que se está analizando. Finalmente multiplicando el valor obtenido de la probabilidad por la consecuencia, se obtiene el índice de riesgo del elemento que se esta analizando.

La metodología desarrollada por la ASME para el análisis cuantitativo emplea lo que se conoce como análisis de árbol de eventos. Esta es una técnica que es utilizada para la identificación de escenarios, basándose en que las fallas ocurren como resultado de una secuencia de eventos.

1.2.4. Aptitud para el servicio.

Cuando el programa de inspección identifica fallas, éstas deben ser evaluadas empleando un adecuado análisis de ingeniería o empleando los métodos emergentes de aptitud para el servicio. Basados en este análisis, se pueden tomar decisiones para reparación, mantenimiento o para que el equipo pueda continuar en operación.

Si el caso amerita, se pueden emplear las recomendaciones que proporciona el código API RP 579. El desarrollo de estas recomendaciones obedece a la realización de cálculos en tres niveles, los mismos que se indican en el capítulo 4 de la presente tesis.

1.3. Técnicas de Inspección y formas de deterioro que se pueden encontrar.

El paso previo a la determinación de la probabilidad en un programa de inspección basada en riesgo, consiste en identificar los mecanismos o tipos de daños existentes y potenciales que pueden estar presentes en el equipo que se está analizando. La mayoría de las veces se emplean técnicas de inspección, las cuales tienen la finalidad de ayudar a identificar todos los tipos de daño que pueden estar en el equipo.

Existen diferentes técnicas de inspección, cada una con una particularidad que la hace más efectiva al momento de determinar alguna forma de daño. La efectividad de las técnicas de inspección en función al tipo de daño se observan en el Apéndice A, en donde una combinación de las técnicas genera un mejor resultado al momento de la búsqueda de defectos. Es muy importante considerar el método de inspección, ya que esto tiene mucha importancia en el análisis de riesgos.

Se debe tener en cuenta el tipo de daño al que está sometido el equipo para de esta manera poder aplicar la técnica de inspección más adecuada. De ser necesario pueden utilizarse dos o más técnicas para aumentar la efectividad de inspección. Deben considerarse todos estos aspectos para seleccionar una técnica de examinación lo suficientemente adecuada para obtener resultados más efectivos.

1.3.1. Efectividad de una técnica de inspección.

Es interesante saber que tan efectiva puede resultar una técnica para identificar algún tipo de daño que esté presente en el equipo. La Norma API 581 establece que la efectividad de la inspección es cuantificada en términos de los estados de daño.

Los estados de daño representan la condición en que se encuentra el elemento que se esta analizando.

De acuerdo a esto, la efectividad de un programa de inspección puede ser cuantificada como la probabilidad de observar un estado de daño de acuerdo a una de las cinco categorías indicadas a continuación:

1. Efectividad alta
2. Efectividad normal
3. Efectividad regular
4. Efectividad mala
5. No efectiva

La efectividad es alta cuando los métodos de inspección están identificando anticipadamente los daños en servicio (90%).

Ejemplo de una evaluación para corrosión generalizada es una inspección interna visual, con medidas de espesor ultrasónicas.

La efectividad es normal cuando los métodos de inspección identifican el daño con más tiempo de anticipación (70%).

Ejemplo de una evaluación para corrosión generalizada por examinación visual parcial acompañada por medición de espesores.



La efectividad es regular cuando los métodos de inspección identifican correctamente el daño en alrededor de la mitad del tiempo de anticipación (50%). Un ejemplo de una evaluación de este tipo para corrosión generalizada es una evaluación externa utilizando mediciones de espesores puntuales.

La efectividad es mala o pobre cuando los métodos de inspección proveen poca información para identificar correctamente el verdadero estado del daño (40%). Ejemplos de este tipo de efectividad para corrosión generalizada es una evaluación para corrosión utilizando únicamente un martillo de pruebas.

Es inefectiva una inspección cuando un método de inspección no provee ningún tipo de información para identificar correctamente el estado de daño del equipo. Un ejemplo para corrosión generalizada es una evaluación empleando únicamente inspección visual interna y externa.

1.3.2. Técnicas de inspección empleadas en calderas.

Para identificar las técnicas de inspección que se suelen emplear para examinar calderas, se utilizará la norma API 573 "Inspection of Fired Boilers and Heaters", al igual que la norma

ASME "Boiler and Pressure Vessel Code - Section V Nondestructive Examinations". De acuerdo a esto, entre las más efectivas técnicas de inspección que se suelen realizar cuando la caldera está en mantenimiento, tenemos:

- a. Inspección Visual.
- b. Mediciones de espesor de pared.
- c. Mediciones dimensionales de los tubos.
- d. Radiografía.
- e. Pruebas boroscópicas.
- f. Pruebas de tintas penetrantes.
- g. Pruebas de partículas magnéticas.
- h. Secciones de tubos removidas para pruebas de fluencia y pruebas metalográficas.

La inspección visual o examinación visual es una técnica fundamental que ayuda a identificar efectos debido al deterioro, defectos actuales y potenciales defectos de fallas en tubos, conexiones, soldaduras, partes sueltas, etc. Las condiciones encontradas por la examinación visual son típicamente seguidas por una más detallada inspección para evaluar el grado de deterioro.

La determinación del espesor de pared en tubos y otros elementos es una parte esencial en la inspección. Por lo general ésta se realiza una vez que el equipo ya ha sido limpiado y ya se le ha realizado la inspección preliminar. De esta manera es posible identificar daños probables de corrosión, erosión, si se compara los espesores actuales con los espesores originales o con los espesores medidos en inspecciones anteriores.

Cuando se sospecha que ha habido algún sobrecalentamiento o cuando existe la evidencia de que hay algún mecanismo de deterioro que ha ocasionado deformación o cambio en las dimensiones de los tubos, se hace necesario un análisis dimensional. Básicamente este tipo de inspección consiste en identificar las áreas de mayor daño, áreas en donde existan ampollas, o deformaciones y determinar cuanto se ha deformado para evaluar posteriormente.

Por lo general, las radiográficas suelen efectuarse en zonas en las que los tubos han sido soldados con la finalidad de determinar porosidades en la soldadura, u otro tipo de daños típico que no es posible inspeccionar externamente. También la

radiografía es ampliamente utilizada para verificar la presencia de fisuras en domos.

Fibra óptica o boroscopios son de uso limitado pero son satisfactoriamente empleados para visualizar internamente tubos y para inspeccionar su interior. De esta manera es posible determinar si es que existen depósitos o si es que hay algún efecto de corrosión que pueda estar presente en la zona interna de los tubos de cualquier parte que se desee analizar.

La prueba de tintas penetrantes es la técnica de inspección que más se utiliza para determinar zonas o lugares en los que se evidencie la presencia de fisuras o también para determinar si es que hay poros cuando se ha realizado alguna soldadura. Dependiendo de la experiencia del inspector, una o más pruebas pueden realizarse.

Para identificar fisuras, la técnica de partículas magnéticas también puede ser empleada. Por lo general las zonas que se inspeccionarán mediante este procedimiento son zonas en las que existe la sospecha de presencia de fisuras u otro tipo de daño interno no visible a simple vista.

Cuando una zona en particular de la caldera ha experimentado algún tipo de daño severo, tal como sobrecalentamiento, se suele remover secciones de tubos con la finalidad de analizar cambios en la microestructura interna o algún tipo de cambio dimensional. Estas secciones pueden ser de 1ft (30 cm.) o más dependiendo de lo que se desee analizar.

1.3.3. Identificación de mecanismos de deterioramiento y modos de falla.

Identificar el apropiado mecanismo de deterioramiento, susceptibilidad y modos de falla para todos los elementos del equipo que se esta analizando, es esencial para la calidad y la efectividad de la evaluación basada en riesgo. Se debe consultar a un metalurgista o a un especialista en corrosión para definir los tipos de mecanismos de deterioramiento que existen en el equipo y potenciales modos de falla. El modo de falla es una clave importante para determinar la probabilidad y consecuencia de falla.

El término mecanismos de deterioramiento se utiliza para definir al tipo de daño al que esta sometido el elemento que se esta estudiando. Entender la operación del equipo y la interacción con el ambiente en el que se encuentra, es la clave para

identificar el mecanismo de deterioramiento. Típicos daños observados son:

- a. Daños por corrosión generalizada interna y externa.
- b. Daños por corrosión bajo esfuerzo.
- c. Daños metalúrgicos y debidos al ambiente.
- d. Daños mecánicos.

1.4. Tipos de falla comunes en calderas acuatubulares.

Se puede definir a una caldera como un recipiente presurizado al cual se le suministra calor con la finalidad de generar vapor, este vapor a su vez puede ser empleado en cualquier aplicación o proceso.

Una caldera está sujeta a una variedad de fallas que envuelven uno o más mecanismos severos. Los más comunes tipos de estos mecanismos son la corrosión, la cual incluye también a la erosión; los procesos mecánico ambientales, incluyendo a la corrosión bajo esfuerzo y daños por hidrógeno; fracturas, incluyendo fractura por fatiga, fractura por fatiga térmica y ruptura por esfuerzos; y distorsión, especialmente la distorsión que envuelve los efectos de la fluencia lenta o creep.

La mayoría de las fallas en generadores de vapor ocurren en los componentes presurizados, que son los tubos y domos que constituyen una buena porción del sistema de generación de vapor.

1.4.1. Fallas en tubos y domos.

Los tubos de las calderas pueden experimentar distintas formas de falla, típicamente estos daños pueden ser atribuidos a mecanismos de deterioro tanto internos como externos.

Los daños internos están directamente influenciados por los depósitos debidos al agua que es empleada en la generación del vapor. Debido a que los depósitos tienen una baja conductividad térmica con respecto a la del tubo, lo cual tiene como efecto en un incremento en la temperatura del metal y la consecuente falla. En los tubos sobrecalentadores, un incremento de la temperatura puede causar una falla por fluencia lenta prematura, causar fallas en la soldadura y acelerar la corrosión y la oxidación. En las paredes del horno, los depósitos causan daños por la presencia del hidrógeno.

Los daños externos tienen que ver con la las formas de transferencia de calor del fuego hacia el agua en el interior de los tubos. Un desbalance en el flujo de calor provoca una

ruptura súbita de los tubos. Esta es una falla muy seria, porque en los generadores de vapor puede causar un inmediato aumento en la erosión de tubos adyacentes y provocar escapes de vapor en los lados de las paredes del horno, el sobrecalentamiento de otros tubos puede causar la pérdida de la circulación en la caldera y dañar otros componentes del sistema, lo que resulta en una pérdida del fluido de trabajo.

En La tabla 1.2 se indica los mecanismos de deterioro más comunes que suelen presentarse en los tubos de calderas acuatubulares y seguidamente se describen cada uno de ellos.

TABLA 1.2

MECANISMOS DE FALLA COMUNES EN CALDERAS ACUATUBULARES

Ubicación	Mecanismo de falla
Fallas por corrosión interna (lado agua)	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión cáustica. • Daños por hidrógeno. • Corrosión por oxígeno. • Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo.
Fallas por corrosión externa (lado fuego)	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión por ceniza del combustible. • Corrosión en el punto de rocío durante los períodos de inactividad.
Fallas por fluencia lenta (creep) y ruptura por tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrecalentamiento de larga duración. • Sobrecalentamiento de corta duración.

Fallas por corrosión interna (lado agua)

La corrosión de tubos y domos es bastante dependiente del agua y los químicos aplicados a ésta dentro de la caldera. Algunos de los más comunes tipos de corrosión del lado de agua incluyen corrosión cáustica, daños por hidrógeno, picaduras por oxígeno o corrosión localizada y corrosión por tensión. Un importante factor en el grado de corrosión del lado de agua es la cantidad de producto de corrosión depositado. Los depósitos disminuyen la transferencia de calor y consecuentemente el sobrecalentamiento local, el cual causa una concentración de contaminantes y corrosivos. Dependiendo de cuales contaminantes están presentes en el agua de alimentación durante un período de desequilibrio químico, diferentes localizaciones de depósitos, velocidad, y efectos pueden ser experimentados.

La corrosión cáustica se produce como consecuencia de un depósito de los productos corrosivos del agua de alimentación en los que el hidróxido de sodio puede concentrarse hasta elevados niveles de pH. Si se tiene muy elevados niveles de pH, la capa de óxido que a menudo actúa como capa protectora se vuelve soluble ocasionando una corrosión rápida. Si el espesor del depósito es suficientemente grande como para

concentrar localmente los depósitos se puede dar una corrosión severa lo que origina la formación de acanaladuras como se indica en la figura 1.3.

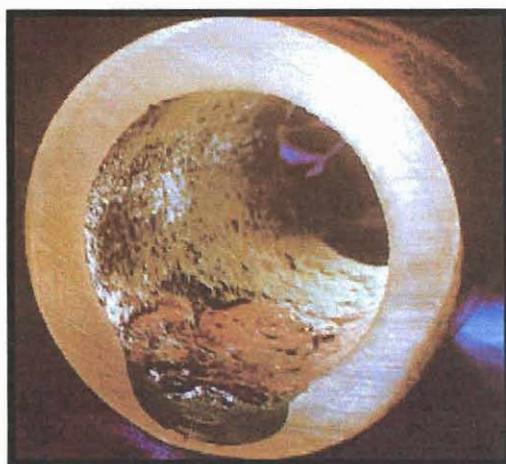


FIGURA 1.3. PENETRACION CAUSTICA PROFUNDA. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

Si la caldera es operada con agua que tiene bajo pH se pueden dar daños por hidrógeno. Cualquier factor que ocasione que el pH del agua sea menor a 7 puede causar este tipo de daño. El daño por hidrógeno es resultado directo de las reacciones electroquímicas de corrosión en las que se libera hidrógeno en forma atómica el cual se puede reaccionar con los carburos de hierro en las fronteras de los granos para producir metano. Al no poder difundirse ni el hidrógeno ni el metano por el acero, estos gases se acumulan en las fronteras de los granos. Llegará un momento en el que las presiones internas ocasionan

la separación del metal en las fronteras. La figura 1.4 ilustra este tipo de daño.



FIGURA 1.4. ESTALLIDO DE PARED GRUESA RESULTANTE DEL DAÑO POR HIDROGENO. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

A menudo los tubos también pueden fallar por corrosión debido a picaduras localizadas como resultado del ataque debido al oxígeno sobre el lado interno de los tubos de la caldera. Esto suele darse como consecuencia de un inadecuado control de oxígeno del agua de alimentación de las calderas. Aun que no es común en calderas en operación, el ataque por oxígeno es un problema que se encuentra muchas veces en las calderas en periodos de inactividad. Todo el sistema en si es susceptible,

pero el sitio más común de ataque son los tubos del sobrecalentador. La Figura 1.5 indica un tubo de caldera con indicios de corrosión debido a picaduras por acción del oxígeno.

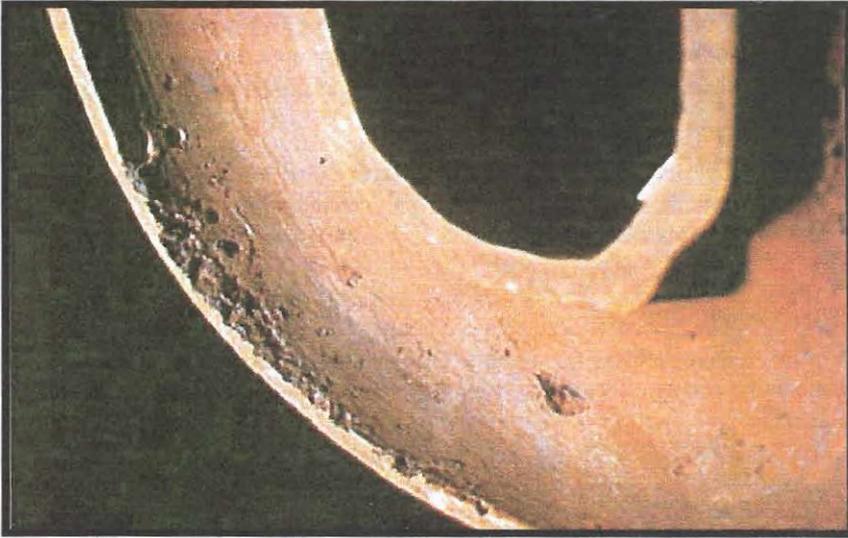


FIGURA 1.5. PICADURAS DEBIDO AL OXIGENO EN UN TUBO DE SOBRECALENTADOR. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

La corrosión bajo esfuerzo se da cuando interactúan un metal con un esfuerzo de tensión y un corrosivo específico al cual es sensible el metal. Los esfuerzos de tensión típicamente son atribuidos a la presión interna aunque también hay residuales como los inducidos por la soldadura. Para este fenómeno no es necesario el ataque intensivo del metal, la combinación de hidróxido de sodio concentrado, algo de sílice soluble y esfuerzos de tensión hará que se formen grietas intergranulares

continuas en el acero al carbono. Conforme avanzan las grietas, se sobrepasa la resistencia mecánica del metal intacto restante y se tendrá una fractura frágil de pared gruesa. En la figura 1.6 se ilustra este tipo de daño.

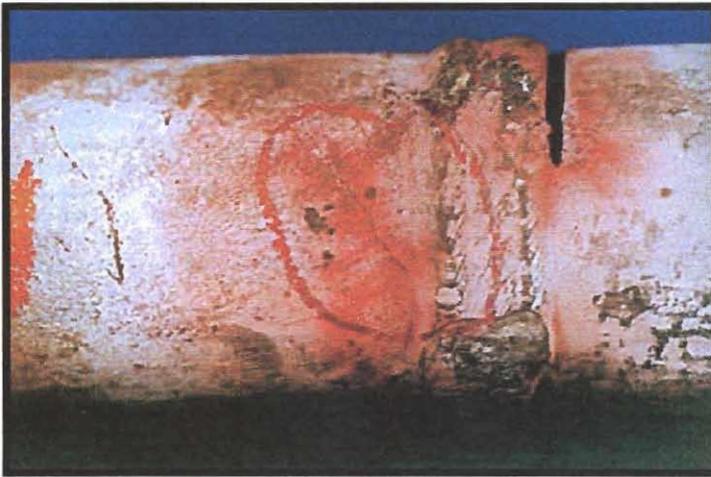


FIGURA 1.6. ASPECTO DE LA GRIETA POR CORROSIÓN BAJO ESFUERZO SOBRE LA SUPERFICIE EXTERNA. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

Fallas por corrosión externa (lado fuego).

Los constituyentes del combustible y las temperaturas del metal son factores importantes en el aumento de la corrosión en el lado de fuego. La corrosión en el lado de fuego puede ser clasificada como cualquier ataque a baja temperatura o a alta temperatura generado por la mezcla entre la ceniza y el combustible.

Este tipo de corrosión puede ocurrir en sitios como el lugar en donde fluyen los gases de combustión en el economizador y en los tubos precalentadores de aire. La severidad de esta corrosión depende directamente de la cantidad de los óxidos de azufre o ácidos en el quemador de combustible y de la temperatura de los gases de combustión en el medio en el que están siendo quemados.

Cuando los óxidos de azufre están presentes en los gases de combustión, la corrosión tiende a ser severa si los gases bajan la temperatura de condensación. La temperatura del gas en los economizadores y precalentadores debe mantenerse arriba de 325° F (163° C) para prevenir condensación de líquido corrosivo. La corrosión por ceniza del combustible es un fenómeno en fase líquida y a elevada temperatura que por lo general ocurre en donde las temperaturas del metal se encuentran en el rango de 1100 a 1500°F (593 a 816°C).

En la figura 1.7 se indica el daño a un tubo debido a la corrosión por ceniza del combustible.



FIGURA 1.7. ADELGAZAMIENTO DE LA PARED DEBIDO A LA CORROSIÓN POR CENIZA DEL COMBUSTOLEO. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

Cuando la caldera se encuentra inactiva, se puede generar corrosión en el punto de rocío debido a que algunas zonas se cubren con depósitos sulfurosos formadores de ácidos. Conforme se enfría la caldera, la temperatura de su superficie externa puede caer por debajo del punto de rocío, permitiendo que se forme humedad sobre las superficies de los tubos. La humedad en combinación con los depósitos sulfurosos puede formar un electrolito de bajo pH que puede generar elevadas razones de corrosión. En la figura 1.8 se ilustra un tubo que ha sido corroído por la acción directa de la ceniza, la cual ha llegado a su punto de rocío.

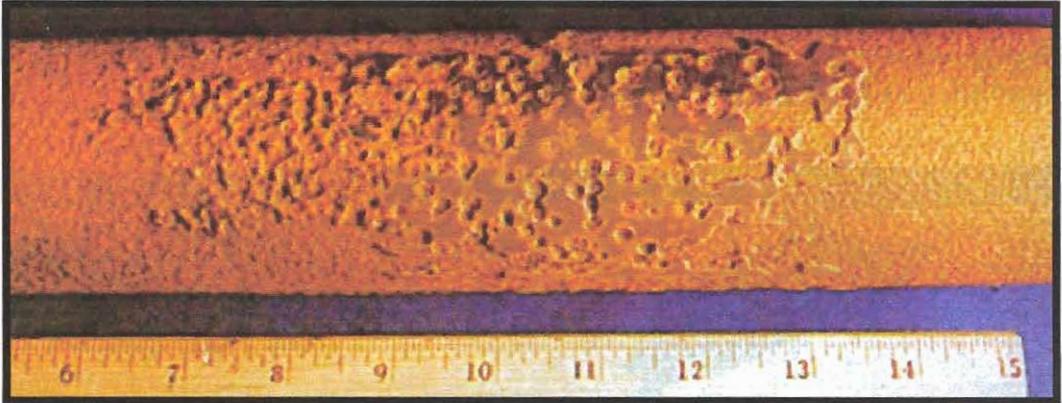


FIGURA 1.8. DAÑO PRODUCIDO POR ACCIÓN DIRECTA DE LA HUMEDAD EN COMBINACIÓN CON LOS DEPÓSITOS SULFUROSOS. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

Fallas por fluencia lenta y ruptura por tensión.

Una de las más serias causas de deterioramiento en las calderas es el sobrecalentamiento de los tubos. El sobrecalentamiento en los tubos y en otras partes sometidas a presión puede resultar en oxidación, corrosión acelerada o ruptura debida a tensión. Si bien el sobrecalentamiento puede ocurrir durante la normal operación de la caldera, más a menudo resulta de las operaciones anormales de la misma, incluyendo pérdida de flujo refrigerante o excesiva temperatura de los gases de combustión de la caldera. Estas condiciones anormales pueden ser causa de la inherente falta de circulación o circulación obstruida como resultado del taponamiento de los

espacios entre los tubos por la presencia de lodo o partículas escamosas.

Un aumento en la flama o desigual alimentación del fuego en los quemadores puede causar un choque de la flama con los tubos, con el consecuente sobrecalentamiento y la consecuente falla del tubo. Los resultados pueden ser oxidación del metal, deformación de las partes sometidas a presión, y ruptura de las partes, permitiendo escapar al vapor y al agua.

Cuando la temperatura del metal sobrepasa los límites de diseño durante días, semanas, meses o más tiempo se tiene un sobrecalentamiento de larga duración. Este tipo de daño es la causa de más fallas en calderas que cualquier otro mecanismo.

Dado que el acero pierde mucha resistencia mecánica a temperaturas elevadas, las probabilidades de una rotura causada por la presión interna normal aumentan a medida que se eleva la temperatura.

En la figura 1.9 se ilustra un daño típico producido por la acción del sobrecalentamiento.



FIGURA 1.9. COMBAS MÚLTIPLES Y BRUSCAS SOBRE LA CARA CALIENTE DE UN TUBO DE PANTALLA. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

De manera similar, el sobrecalentamiento de corta duración ocurre cuando la temperatura del tubo se eleva por encima de los límites de diseño durante un breve periodo. En todos los casos, las temperaturas del metal son al menos de 850°F (454°C) y, muchas veces, sobrepasan los 1350°F (730°C). Dependiendo de la temperatura, la falla puede ocurrir en un tiempo muy corto. La falla suele ser causada por un trastorno en la operación de la caldera. Las condiciones que conducen a un sobrecalentamiento de corta duración son el taponamiento parcial o total del tubo y el flujo insuficiente de refrigerante, debido a condiciones alteradas o una entrada excesiva de calor del lado del hogar, o ambas cosas. La figura 1.10 Indica la falla asociada al sobrecalentamiento de corta duración.



FIGURA 1.10. SOBRECALENTAMIENTO DE CORTA DURACION EN EL QUE SE TUVO COMBADURA ANTES QUE LA ROTURA. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

1.4.2. Fallas en otros componentes.

Las partes de la caldera que no están sometidas a presión, incluyendo los revestimientos de los quemadores, estructuras y recubrimientos, también pueden resultar con daños como consecuencia del sobrecalentamiento. Generalmente, el sobrecalentamiento es causado por impropias condiciones de operación o puede ser resultado del deterioramiento de las partes que protegen a la caldera. Por ejemplo, si el revestimiento refractario del hogar se deteriora, ya sea por desgaste normal o por cualquier otro tipo de daño mecánico, no va a proteger eficientemente los tubos y el recubrimiento

estructural, de esta manera tales partes pueden empezar a deteriorarse rápidamente.

Los daños que suelen presentarse en el recubrimiento externo del equipo, principalmente son atribuidos a agentes corrosivos que resultan de la ignición de combustible que contienen azufre o vanadio. Los daños atribuidos al azufre ocurren cuando existe algún tipo de fuga de gases de combustión como resultado del deterioramiento del refractario o del recubrimiento aislante o si el equipo es operado a una presión positiva.

Los daños que suelen darse en el ducto de aire son menores en relación a los del ducto de gases, sin embargo, no dejan de ser considerables. En el ducto de gases la erosión de las paredes metálicas debido a la condensación de los gases y también a la presencia de sulfuros en el combustible, los cuales forman ácidos y estos reducen el espesor de la pared metálica. Similares daños pueden presentarse en el ducto de aire de haber algún tipo de fuga.

Adicionalmente, las juntas de expansión, empleadas para conectar varios tramos de los ductos, también pueden deteriorarse por acción directa de la humedad o la

condensación de gases. Las vibraciones pueden ocasionar que se produzcan fisuras en las juntas.

En las zonas en que existe una alta actividad sísmica, los temblores o terremotos pueden causar severos daños a las cimentaciones. Las vibraciones atribuidas a vientos moderados, inestabilidad de los quemadores, y alto flujo de gas de combustión puede ocasionar daños considerables en las cimentaciones y varias partes del equipo.

1.5. Probabilidad y consecuencia para un programa de inspección basada en riesgo.

Una vez que han sido identificados todos los mecanismos involucrados en los daños potenciales directos del equipo se procede a determinar la probabilidad y posteriormente la consecuencia de falla. Con estos valores obtenidos se puede obtener el riesgo relacionando la probabilidad con la consecuencia.

Dependiendo del nivel de evaluación que se desee obtener, la norma proporciona diferentes formas de determinar los valores tanto de probabilidad como de consecuencia. Así, en un análisis cualitativo, estos valores son obtenidos mediante la calificación que se da en base a la información del equipo, mientras que en un análisis

cuantitativo se hace necesario el empleo de fórmulas que sirven en algunos casos para calcular tanto los valores de probabilidad como de consecuencia.

1.5.1. Probabilidad de falla.

El análisis de probabilidad en un programa de inspección basada en riesgo es utilizado para estimar la probabilidad de una específica adversa consecuencia que puede ocurrir debido a alguno de los mecanismos de deterioramiento. La determinación de la probabilidad puede variar en función del tipo de análisis que se desea realizar.

Si lo que se desea es realizar un análisis cualitativo, se requerirá de información general sobre posibles mecanismos de deterioro, tipo de programa de inspección, condiciones de trabajo, condiciones de proceso y datos de diseño. Todos estos factores son colocados en una tabla de evaluación y el resultado final genera un rango de probabilidad de 1 hasta 5, donde 1 representa un nivel de probabilidad bajo y 5 representa un nivel de probabilidad alto.

La ASME, en su publicación CRTD Vol. 41 "Risk-Based Methods for Equipment Life Management", proporciona los

criterios que se indican en la tabla 1.3 para determinar la categoría de probabilidad.

TABLA 1.3

DEFINICIONES PARA ESTIMAR LA PROBABILIDAD DE FALLA EN UN ANÁLISIS CUALITATIVO DE ACUERDO A LA NORMA ASME

Clasificación	Definición
Posible	
Muy Alta	Un evento que se espera que ocurra más de una vez durante el tiempo de vida del componente.
Alta	Un evento que se espera que ocurra una vez durante el tiempo de vida del componente.
Media	Un evento que no se espera que ocurra durante la vida del componente, sin embargo, cuando se integran todos los componentes, se tiene bastante posibilidad de que ocurra.
Baja	Un evento que raramente puede ocurrir.
Muy Baja	Un evento que tiene una extremada baja probabilidad de falla y puede ser considerado como increíble.

Si se desea realizar un análisis cuantitativo, éste obedece a la ecuación 1.1.

$$Frecuencia_{ajustada} = Frecuencia_{genérica} \times F_E \times F_M \quad (\text{ec.1.1})$$

En donde:

Frecuencia_{ajustada}: Frecuencia de falla ajustada.

Frecuencia_{genérica}: Frecuencia genérica de falla.

F_E : Factor de Modificación de Equipo

F_M : Factor de evaluación del sistema de administración de la compañía.

Los valores de la frecuencia genérica, se determina a partir de los registros de la compañía o de compañías similares, las fuentes bibliográficas o bases de datos comerciales. Estos valores representan a una industria en general. Esta frecuencia es desarrollada a partir de una distribución Log-normal con una razón de error de 3 a 10. Los valores correspondientes a esta frecuencia varían dependiendo del elemento al que se este analizando.

Los valores correspondientes al factor de equipo F_E , se desarrollan para cada componente en estudio y están basados en el medio específico en el que se encuentran operando los componentes. Estos valores se relacionan con las condiciones de operación, mantenimiento así como también las condiciones ambientales, de acuerdo a los siguientes subfactores:

1. Subfactor de módulo técnico.
2. Subfactor universal.
3. Subfactor mecánico.

4. Subfactor de proceso.

A su vez, cada subfactor está compuesto por diferentes factores que sirven para determinar el valor correspondiente al factor de modificación de equipo. El valor total correspondiente al factor de modificación de equipo resulta de la suma de todos los subfactores.

El valor de esta suma puede ser positiva o negativa y normalmente está en el rango de -10 y +20, aunque al inicio del programa, el factor puede ser muy alto cuando una pieza del equipo tiene una alta tasa de daño y una relativa inefectiva historia de inspección.

El final valor numérico es convertido de acuerdo a los siguientes criterios:

- Si la suma de los valores numéricos es menor a -1, el factor de modificación de equipo es el valor absoluto del valor numérico.
- Si la suma de los valores numéricos está entre -1 y +1, el factor de modificación de equipo es 1.
- Si la suma de los valores numéricos es mayor que +1 el factor de modificación de equipo es igual a la suma.

Al asignar valores numéricos se indica en que cantidad se esta desviando la frecuencia de falla con respecto a la genérica. Los factores que conforman cada subfactor se detallan a continuación:

- **Subfactor de módulo técnico.-** Depende de la tasa de daño y de la efectividad de un programa de inspección. La norma API 581 proporciona en su apéndice 8 módulos técnicos que son empleados para determinar el correspondiente valor para distintos mecanismos de daño y que se describen en el capítulo 3.
- **Subfactor Universal.-** Depende de la condición en que se encuentre la planta, las condiciones ambientales de operación, así como también la actividad sísmica de la región.

En la tabla 1.4 se muestran los valores que se consideran en el subfactor universal.

TABLA 1.4

VALORES CONSIDERADOS EN EL SUBFACTOR UNIVERSAL

Condición de la planta	Categoría	Valor
Mejor que las industrias típicas	A	-1.0
Igual que las industrias típicas	B	0
Inferior que las industrias típicas	C	+1.5
Muy inferior que las industrias típicas	D	+4.0
Temperatura en el invierno	Valor numérico	
Sobre los 40°F	0	
+20°F a +40°F	1.0	
-20°F a +20°F	2.0	
Por debajo de -20°F	3.0	
Zona sísmica	Valor numérico	
0 ó 1	0	
2 ó 3	1.0	
4	2.0	

- **Subfactor Mecánico.**- Depende de los siguientes factores: Complejidad del equipo, código de construcción, ciclo de vida, factores de seguridad y monitoreo de vibraciones.

La frecuencia genérica de falla no diferencia ni la forma ni el tamaño de los recipientes a presión, sin embargo, una forma de determinar la complejidad de los diferentes recipientes a presión es de acuerdo al número de inyectores. La norma indica que todos los inyectores de 2 o más pulgadas deben

considerarse aunque cuando estos no estén en servicio. Los valores numéricos de acuerdo a la complejidad del recipiente se dan en la tabla 1.5.

TABLA 1. 5
VALORES NUMÉRICOS PARA RECIPIENTES CON NÚMERO DE INYECTORES

Componente	Valor numérico			
	-1.0	0	+1.0	+2.0
Columna de destilación - total	<20	20-35	36-46	>46
Columna de destilación - mitad	<10	10-17	18-23	>23
Compresor	2	3-6	7-10	>10
Intercambiador de calor – coraza	<7	7-12	13-16	>16
Intercambiador de calor – tubos	<4	4-8	9-11	>11
Bomba	-	2-4	>4	-
Recipiente	<7	7-12	13-16	>16

La complejidad del sistema contiene también un estudio para los sistemas de tuberías a través de los números de conexiones, puntos de inyección, ramificaciones y los distintos números de válvulas que pueden estar presentes.

Para ello se indica la utilización de la siguiente fórmula:

$$FC = (C \times 10) + (I \times 20) + (RM \times 3) + (V \times 5) \quad (\text{ec.1.2})$$

En donde:

FC: Factor de complejidad.

C: El número de conexiones.

I: El número de puntos de inyección.

RM: El número de ramificaciones.

V: El número de válvulas.

En el caso de que se desee analizar tuberías, la frecuencia genérica de falla es expresada por unidad de longitud, por lo que en este caso, el factor de complejidad es dividido para la longitud de la tubería expresada en pies. Este valor se encuentra en la tabla 1.6.

TABLA 1.6

FACTORES DE COMPLEJIDAD

Factor de Complejidad/pie	Valor Numérico
< 0.10	-3.0
0.10 a 0.49	2.0
0.50 a 0.99	-1.0
1.00 a 1.99	0
2.0 a 3.49	1.0
3.50 a 5.99	2.0
6.00 a 10.00	3.0
>10.0	4.0

El siguiente factor dentro del subfactor mecánico, trata acerca de los códigos o normas con los que ha sido construido el equipo que se está analizando. La norma proporciona valores numéricos para calificar al equipo, estos valores se muestran en la tabla 1.7

TABLA 1.7

VALORES NUMÉRICOS DE ACUERDO A LA UTILIZACIÓN DE NORMAS

Condición de los códigos	Categoría	Valor
El equipo es mantenido con las últimas ediciones de los códigos	A	0
El código de diseño ha sido modificado desde el tiempo de fabricación	B	1.0
No se ha fabricado a través de algún código	C	5.0

El subfactor mecánico también considera dentro de sus factores, el ciclo de vida del componente que se está analizando. Este valor es asignado a través del porcentaje del tiempo en servicio con respecto a la vida de diseño del elemento.

En la tabla 1.8 se indican los valores para cuantificar este factor.

TABLA 1.8
VALORES PARA EL CICLO DE VIDA

Vida de Diseño (%)	Valor numérico
0 a 7	2.0
7 a 75	0
76 a 100	1.0
> 100	4.0

La temperatura y presión de operación sirven para determinar los factores de seguridad que son considerados en el análisis de riesgo. De acuerdo a esto, si los equipos están operando por arriba de la presión de diseño, la probabilidad aumenta, mientras que si lo están haciendo por debajo, la probabilidad disminuye.

Al igual que la presión, la temperatura también juega un papel importante, por ejemplo si el elemento está trabajando por encima de la temperatura de diseño, el tubo puede fallar por fluencia, y por el contrario si esta trabajando demasiado abajo, puede fallar por fragilización.

La asignación numérica se observa en la tabla 1.9.



3-ESPOL

TABLA 1.9

VALORES CONSIDERADOS EN EL FACTOR DE SEGURIDAD

P_{oper}/P_{dis}	Valor	$T_{operación}$	Valor
>1.0	5.0	Acero al carbono > 550°F	2.0
0.9 a 1.0	1.0	Aceros de 1% al 5% Cr > 650°F	2.0
0.7 a 0.89	0	Aceros > 5% al 9% Cr > 750°F	2.0
0.5 a 0.69	-1.0	Inoxidables 304/316 > 1500°F	2.0
< 0.5	-2.0	Todos los aceros < -20°F	1.0



3-ESPOL

El último factor a considerar dentro del subfactor mecánico es el factor debido a las vibraciones en el caso de que se tengan bombas o cualquier otro equipo rotatorio. Este factor califica si es que al equipo se le ha realizado algún tipo de monitoreo finalidad de detectar daños prematuros. En la tabla 1.10 se indican estos valores.



3-ESPOL

TABLA 1.10

VALORES NUMÉRICOS PARA EL MONITOREO DE VIBRACIONES

Técnicas de monitoreo	Valor numérico	
	Bombas	Compresores
No existe programa de monitoreo	0.5	1.0
Monitoreo de vibraciones periódicas	-2.0	0
Monitoreo de vibraciones permanentes	-4.0	-2.0

El subfactor mecánico de un elemento, se obtiene sumando los distintos valores de todos los factores que lo integran.

- **Subfactor de proceso.-** Este subfactor analiza las condiciones del proceso por medio del análisis de la continuidad, estabilidad y operación de las válvulas de alivio. En cuanto a la estabilidad, analiza las reparaciones que ha tenido el equipo. Estos valores se dan en la tabla 1.11.

TABLA 1. 11

REPARACIONES PLANIFICADAS Y NO PLANIFICADAS

Reparaciones planificadas	Valor Numérico	Reparaciones no planificadas	Valor numérico
0 A 1 /año	-1.0	0 A 1 /año	-1.5
1.1 a 3 /año	0	1.1 a 3 /año	0
3.1 a 6 /año	1.0	3.1 a 6 /año	2.0
> 6 /año	1.5	> 6 /año	3.0

El factor de estabilidad pretende cuantificar que tan constante es el proceso, es decir con que frecuencia el mismo se desvía de las condiciones normales de operación y requiere la intervención del personal de la planta.

Los valores para cuantificar el rango de estabilidad se dan en la tabla 1.12.

TABLA 1. 12

VALORES NUMERICOS PARA EL RANGO DE ESTABILIDAD

Rango de estabilidad	Valor numérico
Más estable que los procesos promedio	-1.0
Más estable que los procesos promedio	0
Menos estable que los procesos promedio	1.0
Mucho menos estable que los procesos promedio	2.0

Se considera también calificar el estado de las válvulas de alivio, ya que su inadecuado funcionamiento aumenta la probabilidad de falla. Los valores se dan en la tabla 1.13

TABLA 1. 13

VALORES NUMERICOS PARA LAS VALVULAS DE ALIVIO

Estado del mantenimiento		Categoría	Valor numérico
Menos del 5% no se ha cumplido		A	-1.0
5% al 15% no se ha cumplido		B	0
15% al 25% no se ha cumplido		C	1.0
Más del 25% no se ha cumplido		D	2.0
Cantidad de suciedad		Categoría	Valor numérico
No significativa		A	0
Algún polímero u otro material		B	2.0
Gran cantidad de depósitos		C	4.0
Sustancia corrosiva	Valor numérico	Servicio muy limpio	Valor numérico
Si	3.0	Si	-1.0
No	0.0	No	0

El último factor utilizado para ajustar el valor de la probabilidad de falla genérica es el factor de sistema de administración de la compañía F_M , el mismo que modifica a la frecuencia genérica de falla y es cuantificado por medio de 102 preguntas que se encuentran en el apéndice de la norma API 581 y se detallan en (9). El porcentaje del puntaje obtenido en relación al total es utilizado en la figura 1.11 para obtener el factor.

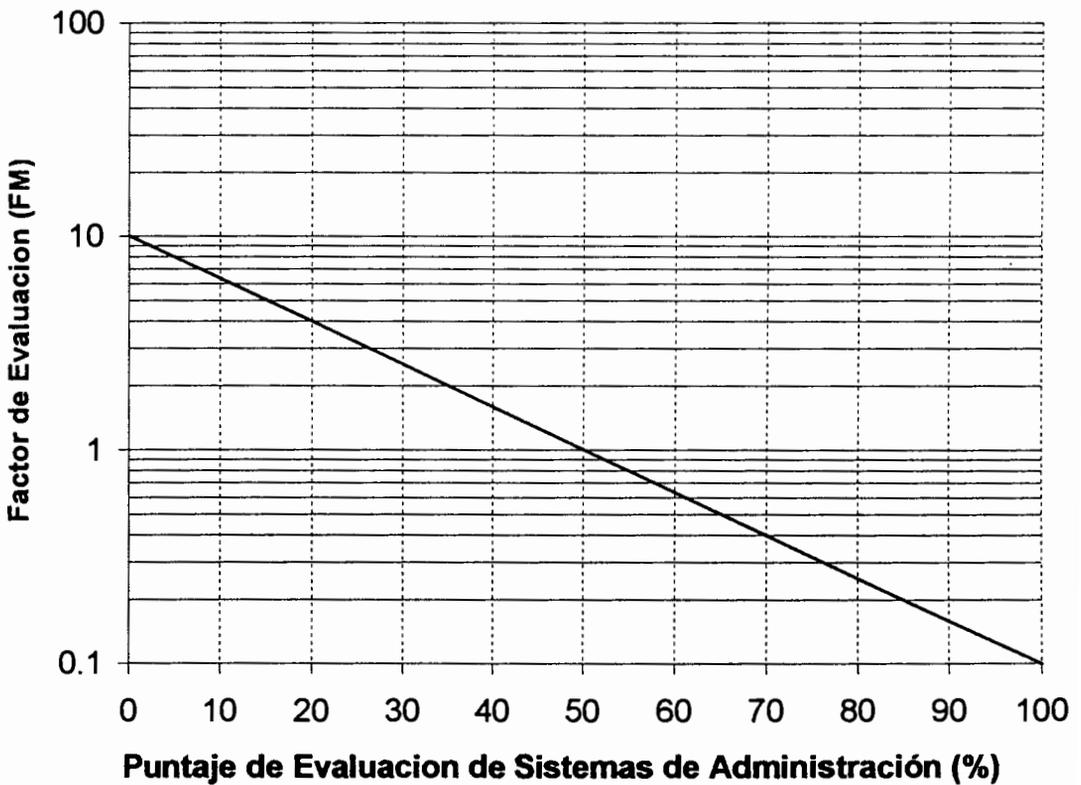


FIGURA 1.11. GRAFICO PARA OBTENER EL FACTOR DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE ADMINISTRACION (FUENTE: API RP 581)

1.5.2. Consecuencia de falla.

Para determinar las consecuencias, se deben tomar en cuenta otros factores tales como las propiedades físicas, condiciones tóxicas o inflamables, duración y acciones de mitigación. Adicionalmente se involucran efectos que pueden afectar al personal o equipos anexos al elemento de estudio.

Al igual que en el cálculo de la probabilidad, en el estudio de la consecuencia existen dos tipos de análisis el análisis cualitativo y el análisis cuantitativo. Para el análisis cualitativo, se obtienen diferentes categorías de consecuencias, las mismas que son valoradas con la letra "A" (nivel alto) hasta la letra "E" (nivel bajo). Estos valores son obtenidos tomando en cuenta diferentes factores del proceso en donde se analiza inflamabilidad, reactividad y toxicidad del fluido de trabajo.

Similarmente, la ASME proporciona los criterios que se dan en la tabla 1.14 para determinar las categorías de consecuencias:

TABLA 1.14

DEFINICIONES PARA ESTIMAR LA SEVERIDAD DE CONSECUENCIA EN UN ANALISIS CUALITATIVO DE ACUERDO A LA NORMA ASME

Clasificación	Definición
Posible	
Muy Alta	Causas de falla que signifiquen dejar fuera de servicio al equipo y significativas pérdidas o significativa mitigación.
Alta	Causas de falla que ocasionan indefinidas paradas, significativas pérdidas y significativa mitigación.
Media	Causas de falla que ocasionen extendidos paros no programados y significativo costos de falla del componente
Baja	Las reparaciones pueden ser diferidas a paros programados y algunos costos de falla del componente pueden darse.
Muy Baja	Insignificantes efectos en la operación.

En el análisis cuantitativo, el cálculo de las consecuencias, esta determinado por el daño que puede ocasionar el fluido de trabajo. Este valor esta directamente influenciado por el tipo de fluido en el proceso, el estado del fluido dentro del equipo, las propiedades importantes del fluido, las variables de operación en el proceso, la cantidad de masa que puede ser expulsada en caso de fugas, los modos de falla y el estado del fluido después de su emisión en condiciones ambientales.

En cuanto a las unidades empleadas en el cálculo de la consecuencia dentro del análisis cuantitativo, se debe

considerar primeramente la naturaleza del peligro existente alrededor de los componentes analizados. Dentro de este contexto, el área afectada, es decir el área que se vería involucrada en el supuesto caso de que ocurriera una falla, es una unidad que suele emplearse. Esto va a depender directamente de las características del fluido que se está analizando. Otra unidad empleada dentro del análisis cuantitativo es el costo. El costo con respecto la pérdida de producción, pérdida de producto, reparación de equipos, pérdidas de negocios, pérdidas de mercado y compensaciones.

El primer paso en la determinación de la consecuencia consiste en determinar el fluido representativo y las propiedades del mismo. La norma dispone de una serie de fluidos que pueden modelarse dentro de un programa de inspección basada en riesgo, sin embargo para el presente estudio se empleará vapor, el cual es el fluido de trabajo en la caldera. Las propiedades del vapor se dan en la tabla 1.15

TABLA 1.15

PROPIEDADES DEL FLUIDO REPRESENTATIVO

Fluido	Peso Molecular	Densidad Lb/ft ³	Punto de Ebullición °F	Estado en el ambiente
Agua	18	62,3	212	Gas
Vapor	18	62,3	212	Gas

El siguiente paso es determinar la cantidad de fluido que puede dispersarse. La norma establece las cantidades que pueden estar presentes y que se dan en la tabla 1.16 (estos valores están limitados hasta una falla máxima para un agujero de 8 in en el caso de ruptura).

Si se dispone de los niveles reales de trabajo, es importante que los mismos sean tomados en cuenta.

TABLA 1.16

CONSIDERACIONES UTILIZADAS PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE LÍQUIDO EN LOS COMPONENTES

Elemento	Porcentaje de volumen
Acumuladores y Domos	50% líquido
Hornos	50% líquido, 50% vapor en tubos
Tuberías	100% completa

Seleccionado el fluido representativo, el siguiente paso consiste en determinar la potencial tasa de descarga. Las características de dispersión del fluido después de la emisión son dependientes de la fase con respecto al medio ambiente. En la tabla 1.17 se da una guía para determinar la fase final del fluido.

TABLA 1.17

GUIA PARA DETERMINAR LA FASE DE UN FLUIDO

Fase en Condiciones de Operación	Fase en Condiciones Ambientales	Fase final para el cálculo de consecuencias
Gas	Gas	Gas
Gas	Líquido	Gas

Para gases, se debe determinar primeramente la presión de transición, la cual obedece a la ecuación 1.3:

$$P_{\text{trans}} = P_a \left(\frac{K + 1}{2} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (\text{ec.1.3})$$

En donde:

P_{trans}: Presión de transición en psia.

P_a: Presión atmosférica en psia.

K: Relación entre el calor específico a presión constante (C_p en Btu/lb.mol.°F) y el calor específico a volumen constante (C_v en Btu/lb.mol.°F).

Para los casos en los que la presión del equipo es más grande que el valor de P_{trans} , se debe utilizar la ecuación 1.4 para tasa de descarga sónica y para casos donde la presión es menor o igual que P_{trans} , se debe utilizar la ecuación 1.5 para tasa de descarga subsónica.

$$W_{gs} = C_d A P \sqrt{\left(\frac{KM}{RT}\right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}} \quad (\text{ec.1.4})$$

$$W_{gss} = C_d A P \sqrt{\left(\frac{KM}{RT}\right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2K}{K-1}\right) \left(\frac{P_a}{P}\right)^{\frac{2}{K}} \left[1 - \left(\frac{P_a}{P}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]} \quad (\text{ec.1.5})$$

En donde:

W_g : Tasa de descarga sónica o subsónica.

C_d : Coeficiente de descarga. (para gas, $C_d = 0,85$ a 1)

A: Área de muestra en in^2 .

P: Presión de operación en psia.

P_a : Presión atmosférica en psia,

K: constante (C_p/C_v).

M: Peso molecular en lb/lb-mol

R: Constante de los gases (10,73 ft³-psia/lb-mol°R),

T: Temperatura de operación (°R).

Una vez establecida la tasa de descarga, el siguiente paso consiste en determinar el tipo al que pertenece. Existen dos tipos de acuerdo a la norma: Instantánea y Continua. Una descarga instantánea, es aquella que ocurre tan rápidamente que el fluido se dispersa en forma de nube o charco. Una descarga continua ocurre durante un largo período de tiempo permitiendo que el fluido se disperse en forma de una alargada elipse. Es importante que el analista aplique su juicio en base a la tasa de descarga encontrada, para determinar el tipo de descarga más apropiado.

Para determinar si una tasa de descarga es de tipo instantánea o continua, se debe determinar la cantidad de fluido que puede dispersarse en 3 minutos. Si la cantidad dispersada en los 3 minutos es mayor a 10000 lb, se considera como instantánea, en caso contrario se la considera como continua. Para agujeros de ¼" la norma directamente considera como descarga de tipo continua.

El siguiente paso en el cálculo de las consecuencias consiste en determinar el área afectada, entiéndase por área afectada la cantidad de superficie que puede experimentar un efecto (radiación térmica, sobre presión, explosión, deformación, etc.).

Para determinar una ecuación para el área afectada por una emisión continua de vapor (cuatro casos de dispersión 0,25in, 1in, 4in, y 16in) que fueron analizados para distintos sistemas de presión, un gráfico de la tasa de dispersión vs el área afectada tomando en cuenta un 20% de concentración para fugas en sistemas de vapor, produce la ecuación 1.6:

$$A = 0.6X \quad (\text{ec.1.6})$$

En donde:

A: Área afectada en ft²

X: Tasa de descarga en lb/sec.

De igual manera para casos instantáneos, cuatro masas de vapor fueron modelados (10 lb, 100 lb, 1.000 lb, y 10.000lb) y la relación encontrada entre masa y área a un 20% de concentración fue encontrada como:

$$A = 63.317X^{0.6384} \quad (\text{ec.1.7})$$

En donde:

A: Área afectada en ft^2

X: Masa total dispersada en lb.

1.6. Determinación Del Riesgo.

Como se mencionó anteriormente, el riesgo asociado a un elemento se obtiene a partir del producto de la probabilidad y la consecuencia de falla. Al igual que la probabilidad y la consecuencia, existen niveles cualitativos y cuantitativos del análisis del riesgo.

En el nivel cualitativo, el riesgo es obtenido a partir de la información generada mediante el desarrollo de las tablas tanto para la determinación de la categoría de probabilidad así como también la categoría de consecuencia. El resultado se presenta en una matriz de 5 X 5 en la que el eje de las abscisas representa la categoría de probabilidad y el eje de las ordenadas la categoría de consecuencia.

La norma API ha categorizado los niveles de probabilidad y consecuencia como 1 para el más bajo y 5 para el más alto, mientras que la norma ASME ha categorizado los niveles como muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto. En ambas matrices el riesgo crece diagonalmente desde la izquierda hasta la parte superior derecha.

En las figuras 1.12 y 1.13 se muestran las matrices de riesgo sugeridas por la API y por la ASME.

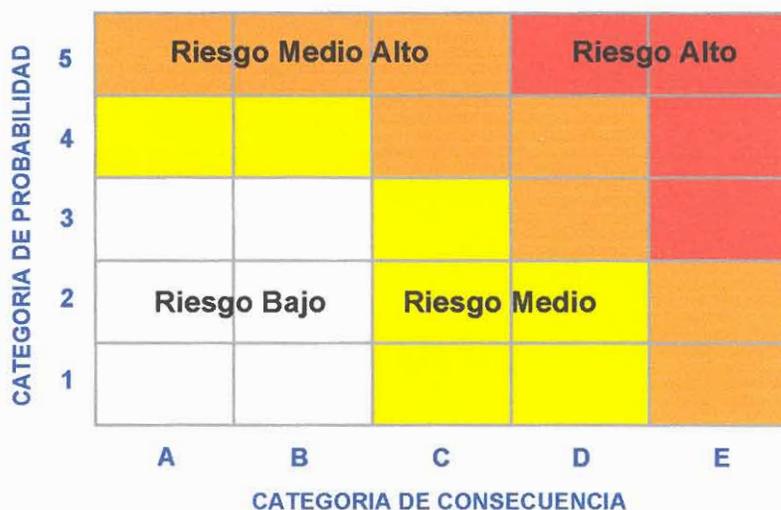


FIGURA 1.12. MATRIZ DE RIESGO EMPLEADA PARA EL ANÁLISIS CUALITATIVO. (FUENTE: API RECOMMENDED PRACTICE 581)



FIGURA 1.13. MATRIZ DE RIESGO EMPLEADA PARA EL ANÁLISIS CUALITATIVO. (FUENTE: ASME CRTD-VOL. 41)

En el nivel cuantitativo se determina de manera numérica el valor de riesgo de cada componente para luego sumar el valor de todos los riesgos obtenidos. De esta manera se obtiene un valor total del riesgo. Dada la definición de riesgo como el producto de la probabilidad y la consecuencia de falla, en términos matemáticos el riesgo se expresa por:

$$\text{Riesgo} = P_s \times C_s \quad (\text{ec.1.8})$$

En donde:

S: Número del escenario

P_s: Probabilidad de falla (por año) para cada escenario.

C_s: Consecuencia (si es área en ft², si es costo en USD) para cada escenario.

Para cada elemento del equipo, el riesgo es la suma de los riesgos para todos los escenarios del elemento. Las unidades del riesgo dependen de las consecuencias de interés: En la Evaluación basada en riesgo, se suele emplear ft² por año para calcular consecuencias tóxicas o inflamables, dólares por año para daños al medio o interrupciones de la producción. El riesgo para un elemento del equipo es:

$$\text{Riesgo}_{\text{ELEMENTO}} = \sum \text{Riesgo}_s \quad (\text{ec.1.9})$$

Donde:

$\text{Riesgo}_{\text{ELEMENTO}}$: Riesgo para el elemento del equipo (ft^2 o USD por año)

Riesgo_s : Riesgo para un escenario (ft^2 o USD por año).

CAPITULO 2

2. DESARROLLO DEL PROGRAMA DE INSPECCION.

2.1. Propósito de un programa de inspección.

Un programa de inspección esta directamente relacionado con la implementación y evaluación de las exámenes periódicas realizadas para determinar las condiciones actuales físicas y metalúrgicas de una unidad operativa. El propósito principal del mismo es planificar las actividades necesarias para identificar áreas potenciales de daño a las que esta sometido el equipo o elemento que se esta estudiando antes que estas puedan ocurrir.

Es muy importante tener un claro conocimiento acerca de las distintas técnicas de inspección y cuan efectivas pueden ser estas al momento de determinar cualquier tipo de falla. Al identificar las fallas que tiene la caldera, se pueden realizar otros planes de mitigación con la finalidad de reducirlas.

La información que se genera a partir de la inspección es empleada para conocer parámetros como la tasa de daño. A partir de esto es factible determinar en un análisis de riesgo, la probabilidad de falla que posee el equipo o cualquier elemento que se esta analizando.

En el este capítulo se describe el desarrollo de un programa de inspección que se le efectuó a una caldera acuatubular con la finalidad de obtener información para el análisis de riesgos. Para desarrollar el mismo de manera confiable y efectiva, se contó con el apoyo de la Unidad de Inspección Técnica de la Refinería Estatal de Esmeraldas, adicionalmente tuve la oportunidad de laborar con los técnicos enviados por el fabricante del equipo en la inspección de algunos componentes. Se posee gran parte de la información acerca de materiales de construcción y dimensiones así como también los datos de operación del equipo.

2.2. Descripción de la unidad a analizar

En la unidad de generación de vapor de la Refinería Estatal de Esmeraldas existen cuatro calderas acuatubulares, cada una con diferentes diseños, pero con los mismos principios de funcionamiento básicos. Para desarrollar el programa de inspección, y el posterior análisis de riesgo, se utilizó la caldera N° 5 (YB-7005), marca Babcock & Wilcox, con aproximadamente 6 años de funcionamiento,

la misma que presenta dos antecedentes separados de sobrecalentamiento. El estudio de riesgo proporcionará datos acerca de la situación real y las probabilidades de falla que puede tener en el futuro. Los datos técnicos y de operación de la caldera a estudiarse, se detallan en la tabla 2.1:

TABLA 2.1

DATOS TECNICOS Y DE OPERACION DE LA UNIDAD

Item	Descripción
Marca: Tipo: Flujo de vapor 100%: Presión de Operación: Presión de Diseño: Temperatura final de vapor: Año de Fabricación: Fabricante del quemador: Medida del quemador:	Babcock & Wilcox PFI 22/18 Acuatubular 100 Ton/Hr 41.7 Kg/cm ² 53.15 Kg/cm ² 400 ° C 1.997 Babcock & Wilcox 29 in a combustóleo y gas
Superficie de Intercambio: <ul style="list-style-type: none"> • Caldera: • Horno: • Total: 	 1085.48 m ² 216.00 m ² 1301.18 m ²
Sobrecalentador: <ul style="list-style-type: none"> • Tres pasos uno de gases. • Tipo no drenable: • Superficie de calefacción 	 210.8 m ²
Calentador de aire: Marca: Modelo: Superficie de calentamiento efectiva:	Ljungstron 18 ½ - HRX-52 2386.4 m ²
Capacidad de agua contenida en domos: A nivel normal: Prueba hidrostática:	 12.0 Toneladas 18.1 Toneladas
Combustible:	Combustóleo y gas

En la figura 2.1 Se ilustra el equipo mencionado, adicionalmente, en los planos 1 al 5, se indican las principales zonas de la caldera que serán analizadas.

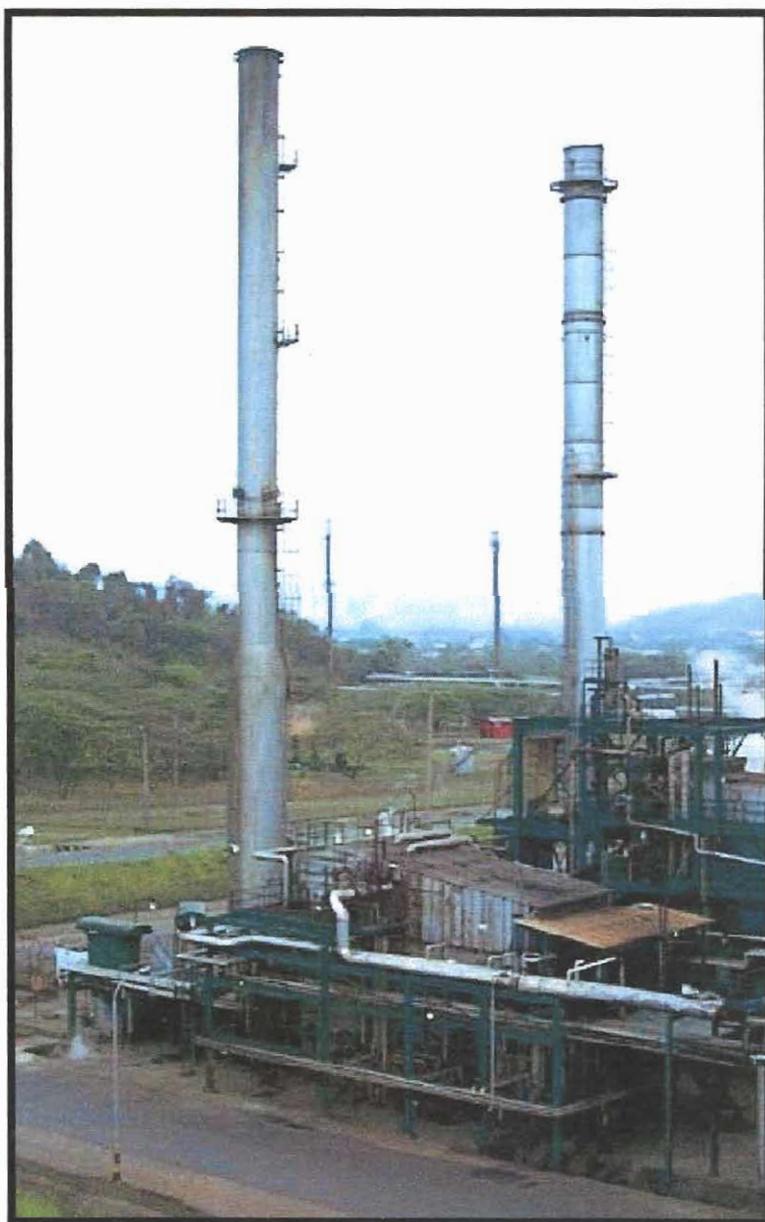


FIGURA 2.1. CALDERA ACUATUBULAR BABCOCK & WILCOX.

Esta unidad fue originalmente diseñada para producir 100 Ton/Hr de flujo de vapor a una presión de 41.7 Kg/cm² y una temperatura de 400°C saliendo del sobrecalentador. La unidad tiene dos domos.

El hogar de la caldera tiene una superficie enfriada por agua y está conformada por una serie de paneles de tubos con membrana que van desde el domo de vapor hasta el domo de lodo conformando las zonas del techo, pared frontal y piso. En la pared frontal es en donde van colocados los quemadores. También a los lados están colocados paneles de tubos con membrana, los cuales forman las paredes laterales.

El techo, la pared frontal y el piso del hogar están compuestos por tres (3) secciones de tubos. En la pared frontal, los tubos que rodean a los quemadores en un total de 15 para cada quemador tienen un espesor mayor al que los del resto de tubos de la pared frontal.

En total existen Setenta y un (71) tubos de pared frontal, fabricados con material SA-192. Los tubos de las paredes laterales también están fabricados del mismo material.

Las paredes laterales están conformadas por paneles de tubos que se acoplan para formarlas. Cada panel está formado por treinta y dos (32) tubos. Hay tres paneles por cada pared mas diez y nueve (19)



tubos que están puestos en la zona del tubo del banco generador, estos tubos tienen dimensiones de 2.5 in OD x 0.180 in de espesor.

Los tubos de pared posterior están fabricados con las mismas dimensiones y material que los tubos de las paredes laterales, siendo un total de 47 colocados en la misma dirección de las filas de los tubos del banco generador.



Los tubos de pantalla fueron originalmente especificados como 2.5 in OD x 0.165 in de espesor, y con material SA-192. Existen treinta y cuatro (34) tubos de pantalla colocados a través del ancho del hogar.



Los diseños integrales del hogar incluyen un sobrecalentador invertido no drenable de contraflujo. Las dimensiones de los tubos, están especificadas como 2.5 in OD x 0.220 in de espesor mínimo, y con material SA-213-T11. Existen veinte y cinco (25) elementos colocados transversalmente. En el apéndice C, en la hoja de medición de espesores, se muestra un esquema de un elemento del sobrecalentador.



Los tubos del banco generador de la caldera tienen como especificaciones 2.5 in OD x 0.125 in de espesor mínimo. El material de construcción es SA-192. Hay 47 filas del banco generador. Cada fila está conformada por diez y siete (17) tubos.

El banco generador está dividido en tres secciones por donde fluye el gas. El gas entra por la zona lateral izquierda junto a los tubos de panel izquierdo y es dividido mediante el uso de dos deflectores que están localizados dentro del mismo banco. La sección por donde entra el gas está compuesta por quince (15) filas de tubos, la segunda sección está compuesta por veinte y un (21) filas y la sección final por donde salen los gases, está conformada por once (11) tubos. La cantidad total de tubos es de 799.

La unidad también está equipada con cuatro quemadores circulares diseñados para trabajar con gas de refinería o fuel oil. Los quemadores fueron diseñados para que toda la carga de producción de vapor pudiera ser obtenida utilizando únicamente tres de los cuatro quemadores.

En las figuras 2.2 y 2.3 se muestran la disposición de todos los tubos dentro del hogar de la cadera y algunas otras secciones. Adicionalmente en la parte final de la tesis se proporcionan varios planos del equipo en el que se muestra la totalidad de las partes y demás accesorios adicionales que lo forman.

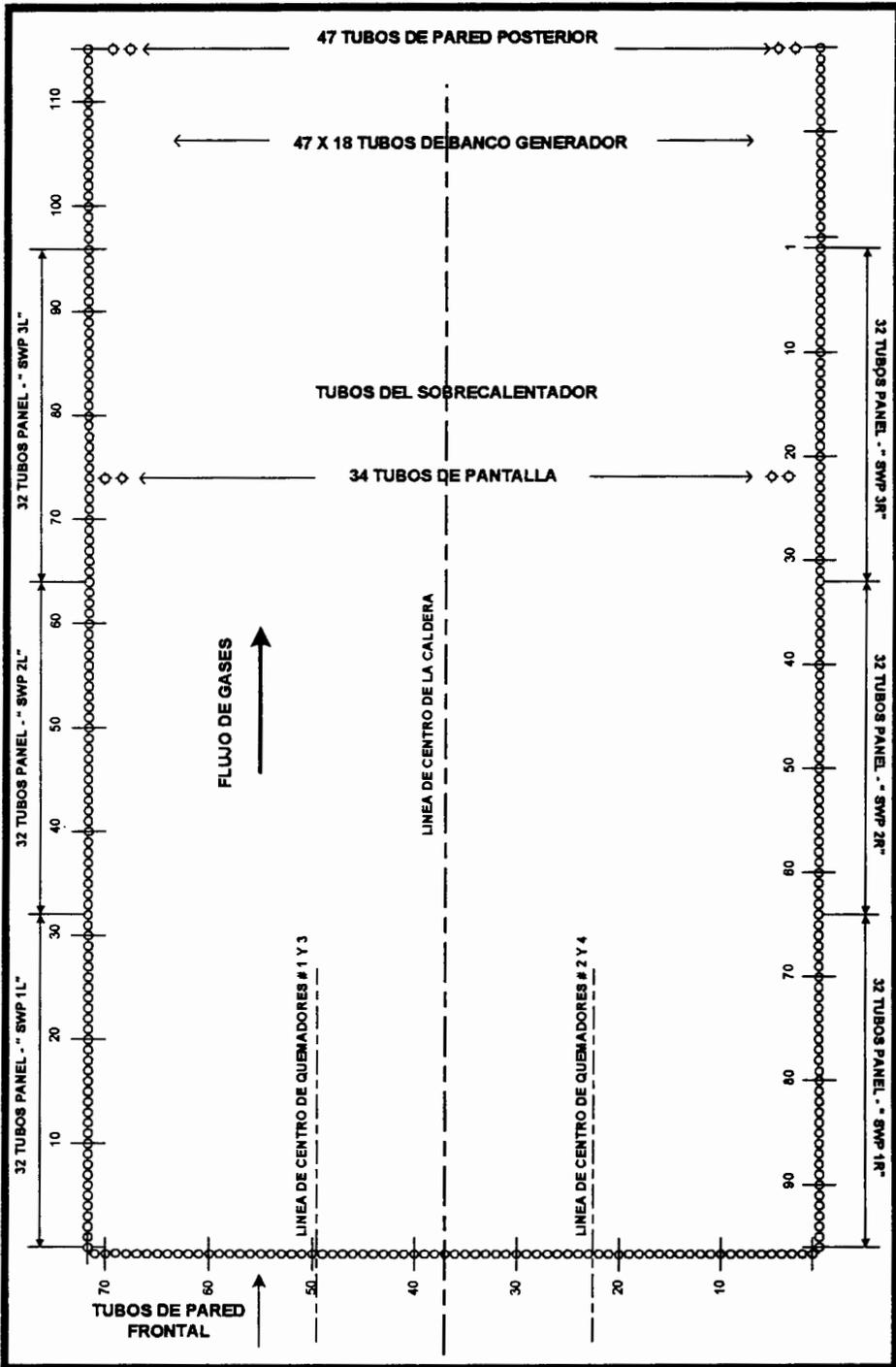


FIGURA 2.2. DISPOSICIÓN DE LOS TUBOS EN EL HOGAR DE LA CALDERA (VISTA EN PLANTA SECCIONADA)

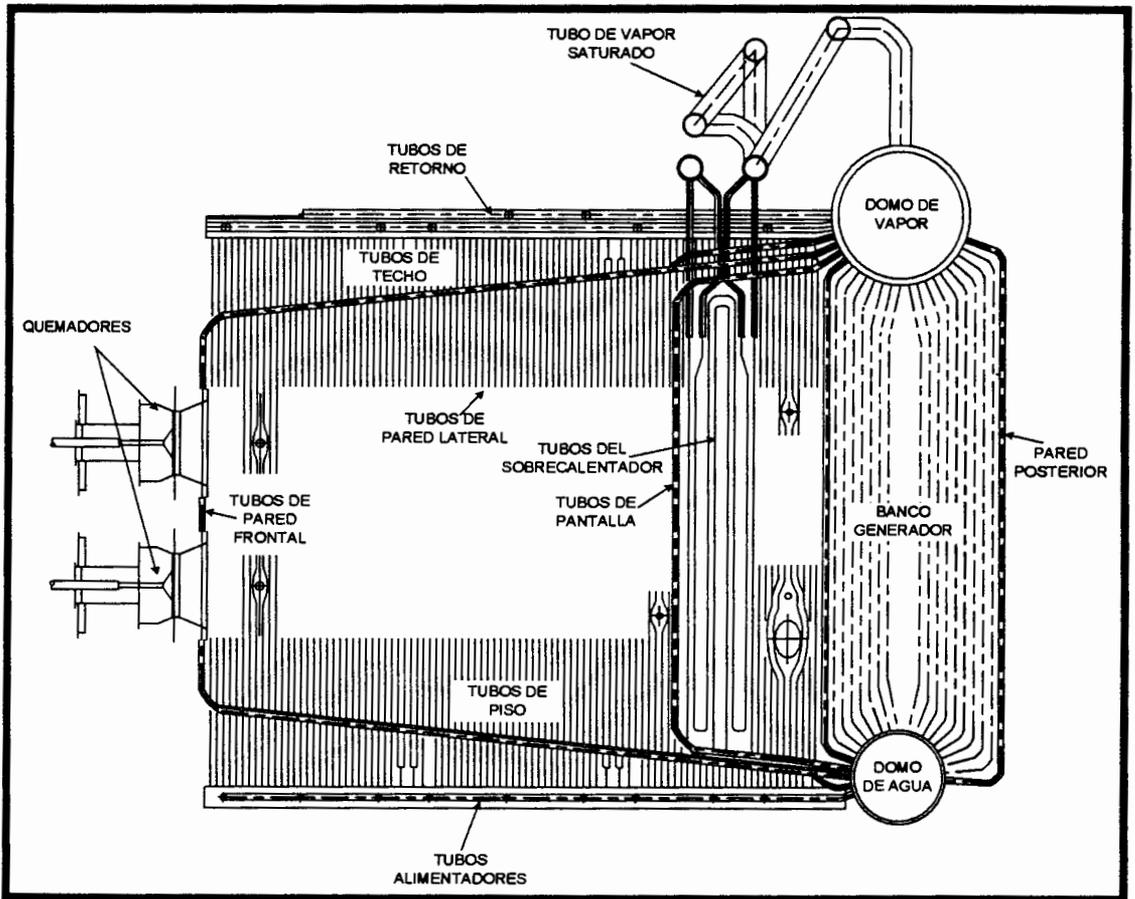


FIGURA 2.3. DISPOSICIÓN DE LOS TUBOS EN LA CALDERA (VISTA LATERAL SECCIONADA)

La caldera también está equipada con dos ventiladores de tiro forzado, cada uno diseñado para proveer suficiente aire para combustión para una completa operación con un margen significativo de ventilación (32%). Un ventilador es accionado por un motor eléctrico mientras el otro ventilador está accionado por una turbina a vapor. El normal modo de funcionamiento es con el ventilador accionado por el motor eléctrico.

Otros equipos auxiliares mayores incluyen un calentador regenerativo de aire, un precalentador de aire a vapor para precalentar el aire de combustión antes de entrar al calentador de aire y un condensador de agua dulce utilizado para atemperar el vapor mediante atomizado. La caldera fue entregada en el año de 1997.

La caldera ilustrada presenta dos incidentes separados por operación con bajo nivel de agua, además de ciertos daños propios de la operación. Un estudio basado en el análisis de riesgo, proporcionará una perspectiva bastante amplia acerca de las condiciones actuales con las que esta operando el equipo.

2.3. Desarrollo del programa de inspección.

Un programa de inspección involucra utilizar métodos de detección de los distintos mecanismos de falla que pueden estar presentes en el equipo para de esta manera evitar cualquier posible daño que pueda ocurrir. Para efectuar esto se emplean técnicas, las mismas que sirven para evaluar las condiciones en las que se encuentra el elemento que se esta analizando.

El empleo de una técnica u otra depende exclusivamente del daño que se desea analizar, es responsabilidad exclusiva del inspector

utilizar su criterio de la manera más adecuada para determinar cual sería la más aceptable técnica que debe emplearse.

Si bien es cierto que el daño que se desea analizar determina la técnica que se empleará, también debe considerarse el mecanismo de daño, el cual también es a menudo quien puede influir para determinar la técnica más adecuada.

2.3.1. Selección de técnicas de inspección para el análisis de riesgo a la caldera en estudio.

Antes de seleccionar la técnica de inspección más adecuada para evaluar la integridad de la unidad, es necesario de antemano conocer los tipos de daños a los que está sometido el equipo que se va a examinar. En el capítulo 1 se mencionan los más comunes tipos de daño a los que pueden estar sometidas las calderas acuatubulares. Con esta información y adicionalmente utilizando la norma API 573 se seleccionarán las técnicas más adecuadas de inspección que se pueden emplear para determinar la situación del equipo y de esta manera posteriormente realizar el análisis de riesgo.

De acuerdo a lo expuesto en el capítulo 1, y combinando esta información con la proporcionada en la norma API 573 y lo

indicado en el apéndice D, tenemos que para todos los componentes del equipo las más adecuadas técnicas de inspección son las que se indican en la tabla 2.5.

Estas técnicas fueron seleccionadas teniendo en cuenta el mecanismo de daño al que está sometido el elemento que se va a analizar así como también el daño si es que lo hay.

TABLA 2. 2

TECNICAS DE INSPECCIÓN SELECCIONADAS Y ZONAS A ANALIZAR

Técnica de Inspección	Zona a analizar
Inspección Visual	Todas las zonas de la caldera.
Medición ultrasónica de espesores	Todos los tubos y Secciones en ductos de gases y aire.
Tintas penetrantes	Placas de refuerzo que fueron soldadas.
Radiografía	Secciones de tubos cambiados por daños.
Medición de dimensiones	Zonas con posible pandeo y tubos con deformación debido al sobrecalentamiento.
Metalografía	Algunas secciones de tubos seleccionados.

La técnica de inspección visual se empleo para identificar todas las zonas con posibles daños debido al sobrecalentamiento experimentado. Esta técnica se empleo para todas las zonas de la caldera.

Una vez que fueron identificadas las zonas, se empleó la técnica de ultrasonido para determinar los espesores de pared actual de los tubos, cabezales de sobrecalentador, y todas las zonas que requirieron. Con los datos originales de diseño, fue posible determinar la tasa de corrosión a la que se encuentran estos elementos.

Tintas penetrantes se empleó en zonas en las que se había soldado y se tenía la sospecha de fisuras internas. Las pruebas radiográficas fueron empleadas en las zonas de los tubos que fueron cambiadas.

En los tubos de pantalla se midieron las dimensiones para verificar si es que existió la presencia de pandeo. También se efectuaron pruebas metalográficas en tres secciones de tubos removidos de la caldera con la finalidad de verificar la presencia de cambios en la microestructura del material y también cambios dimensionales.

2.4. Inspecciones efectuadas a la caldera.

Como antecedente a la inspección realizada, se debe indicar que existieron dos separados incidentes de disminución de nivel de agua mientras la caldera estaba en activa operación. Se reportó que la

unidad operó por un indeterminado período de tiempo sin la bomba de agua de alimentación en servicio. Como consecuencia de la disminución del nivel de agua, se advirtieron que hay varios problemas en la caldera causados por los incidentes de bajo nivel de agua ocurridos en marzo y julio del 2003.

La caldera YB-7005 de la Refinería Estatal Esmeraldas tiene aproximadamente 6 años de funcionamiento, en este tiempo no ha presentado mayores daños, los incidentes a los que fue sometida dejó severas secuelas que provocaron daños adicionales.

Se inspeccionó la caldera en su totalidad, identificando áreas deterioradas así como también potenciales áreas de daño. Todas las inspecciones fueron realizadas en conjunto con dos técnicos de Babcock & Wilcox, con quienes tuve la oportunidad de laborar.

Para inspeccionar toda la unidad, se emplearon las técnicas descritas anteriormente. Todas las pruebas de ultrasonido, y demás ensayos no destructivos que se les realizó a todos los tubos de la caldera, fueron efectuadas de acuerdo a la norma ASME "Boiler and Pressure Vessel Code - Section V Nondestructive Examinations". Los resultados de la prueba de medición de espesores a todos los tubos se muestran en la sección 2.5 de la presente tesis.

2.4.1. Tubos y domos.

Hay dos reportes separados de incidentes que involucran operación de la caldera con un bajo nivel de agua. El primer incidente ocurrió en Marzo del 2003, durante este evento, los tubos fueron reportados con severas deformaciones. El sobrecalentamiento fue también reportado en los tubos de pantalla y en algunas regiones del sobrecalentador de la caldera.

El segundo incidente, ocurrió en Julio del 2003, se reporto que los tubos de techo estaban otra vez sobrecalentados y con ampollas. Las fallas también fueron observadas en los tubos de pantalla. Varios tubos con ampollas y dos tubos fueron reportados con fallas severas. Inmediatamente después de este incidente, se reemplazaron las secciones de los tubos averiados en los tubos de techo y tubos de pared frontal. Doce tubos fueron cambiados e instalados en la sección del techo y once tubos fueron cambiados en la sección de la pared frontal.

Debido a las primeras fallas reportadas, la inspección visual preliminar indicó que existieron daños en los tubos, principalmente en los de pantalla, incluso uno de ellos sufrió una ruptura abrupta.

La figura 2.4 Indica la zona afectada por el sobrecalentamiento así como los tubos que sufrieron deformación.



FIGURA 2.4. DEFORMACIONES EN LOS TUBOS DE PANTALLA DEBIDO AL SOBRECALENTAMIENTO EXPERIMENTADO.

En la figura 2.5 se puede apreciar claramente la rotura atribuida al primer sobrecalentamiento, mientras que en la figura 2.6 podemos ver varias ampollas en los tubos de pantalla (las zonas marcadas con tiza).

Estas ampollas resultaron como consecuencia de una excesiva exposición al fuego de los tubos durante el segundo incidente. Un total de diez tubos de pantalla fueron removidos como consecuencia del daño sufrido.



FIGURA 2.5. DEFORMACION Y POSTERIOR ROTURA DE UN TUBO DE PANTALLA.



FIGURA 2.6. AMPOLLAS EN VARIOS TUBOS DE PANTALLA.

Como consecuencia directa de la deformación a la que estuvieron sometidos los tubos, se opto por cortar los tubos y colocar tapones de acero en los lugares en los que se encontraban éstos lo que traería una disminución en el área de transferencia de calor.

Los tubos de la pared frontal del hogar también sufrieron daños, sin embargo, la manifestación fue más clara durante el segundo incidente. En la figura 2.7 se muestran las ampollas producidas en la zona contigua a los quemadores.



FIGURA 2.7. AMPOLLAS EN LOS TUBOS DE PARED FRONTAL DE LA CALDERA.

Al igual que los tubos de la pared frontal, los tubos del techo también sufrieron deformaciones durante el primer evento de sobrecalentamiento. Después del segundo incidente se observó la presencia de ampollas, tal y como se ilustra en las figuras 2.8 y 2.9.

Los tubos del piso por estar protegidos por el aislante refractario no presentaron daños. Al realizar la inspección visual en esta zona del equipo no se halló evidencia alguna de daño, sin embargo se realizó lectura de medición de espesores.

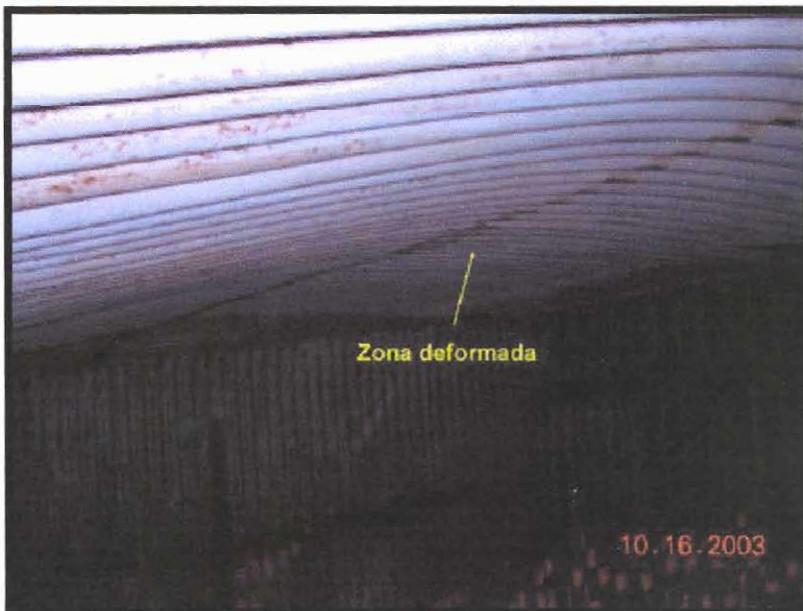


FIGURA 2.8. TUBOS DEFORMADOS EN LA ZONA DEL TECHO.

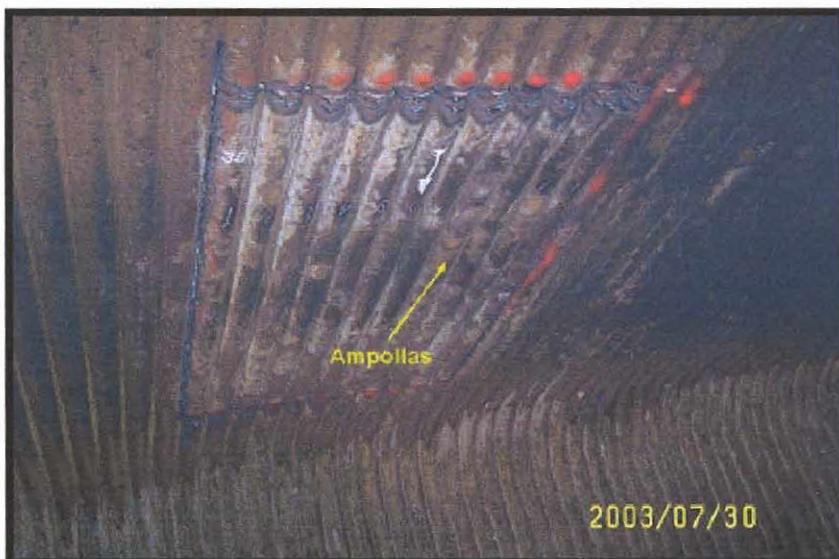


FIGURA 2.9. AMPOLLAS EN LOS TUBOS DEL TECHO.

Se procedió a eliminar las zonas que contenían ampollas tanto en el techo como en la pared frontal. Un total de doce tubos fueron cambiados en la zona del techo y once tubos en la zona de la pared frontal. Después de haber cambiado se les realizaron pruebas radiográficas para verificar la calidad de la soldadura.

Los tubos de las paredes laterales también sufrieron deformaciones. Debido al primer incidente se notó una deformación, tal como se ilustra en la figura 2.10. Nótese la cantidad de deflexión sufrida por la barra que soporta los tubos.

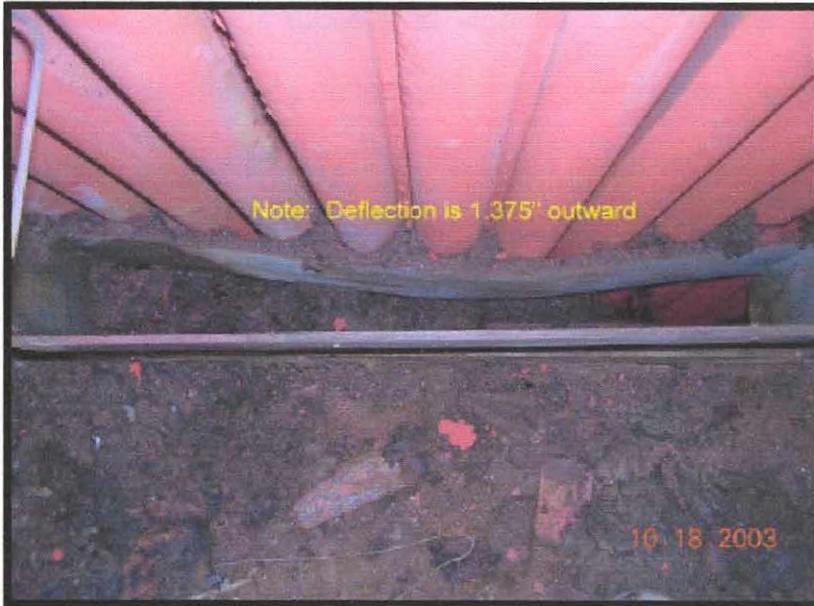


FIGURA 2.10. DEFORMACIÓN EN ALGUNOS TUBOS DE LA PARED LATERAL DE LA CALDERA.

Durante el incidente de julio del 2003, las fallas en los tubos fueron también reportadas en la caja de aire. Estas fallas ocurrieron donde la pared frontal soporta la estructura que está adjunta a los tubos por medio de una viga. Excesivas tensiones causadas por incidente de bajo nivel de agua causaron que los tubos se muevan fuera del plano ocasionando daños en los puntos en donde se juntan con la viga. En la figura 2.11 ilustra estos tubos con daños.

Se procedió a la reparación de estas fallas mediante la instalación de una placa soldada alrededor del tubo sobre las

fallas entre los tubos y la viga de soporte para obtener una mejor distribución de las cargas. Una vez colocada la respectiva placa se realizó la prueba de tintas penetrantes para verificar si es que la misma se encontraba en buenas condiciones.



FIGURA 2.11. FUGAS DE AGUA EN ALGUNOS TUBOS DE PARED FRONTAL EN EL LADO DE LA CAJA DE AIRE.

Los tubos del sobrecalentador estaban severamente sobrecalentados. El alineamiento de los tubos no estaba en las mejores condiciones lo que impedía el paso correcto de los gases a través de las secciones del sobrecalentador. La figura 2.12 ilustra el daño en la zona del sobrecalentador.

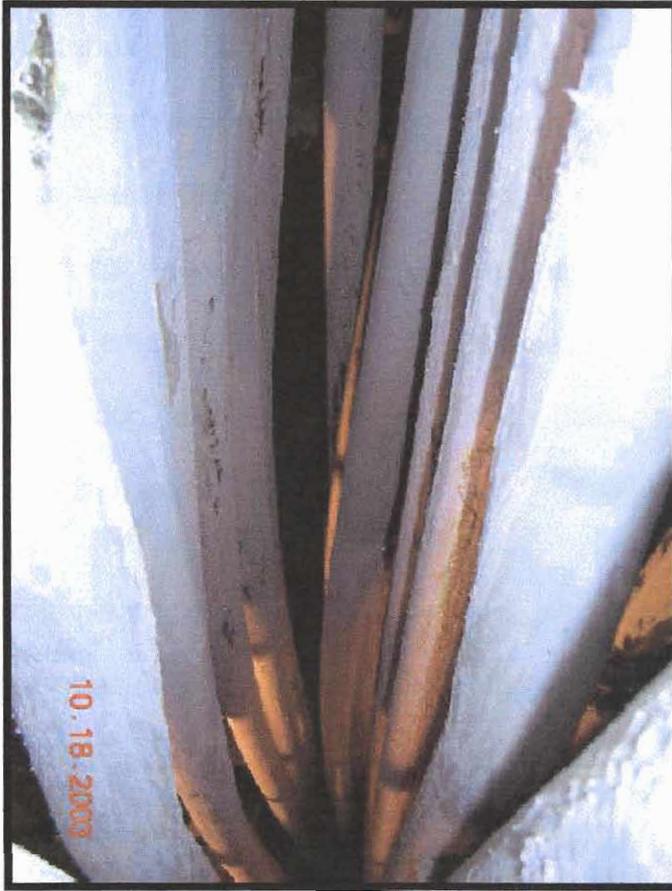


FIGURA 2.12. ZONA DEL SOBRECALENTADOR DEFORMADA Y CON DAÑOS DEBIDO AL SOBRECALENTAMIENTO.

El primer tubo del elemento N° 5 (contado desde la pared lateral izquierda) del sobrecalentador está severamente distorsionado. El primer tubo del elemento N° 6 está un poco retorcido. En iguales condiciones se encuentran los cuatro primeros tubos de los elementos 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 21, 22, 23, 24 y 25 del sobrecalentador.

Los tubos del banco generador en la zona de entrada de gases, presentan varios tubos con deformaciones y también se encontraron fuera de su plano normal. Los espacios entre tubos están considerablemente aceptables, excepto en las zonas en donde empieza la entrada de los gases a la zona del banco generador. En este lado la desalineación de algunos tubos alcanza hasta 75 mm.

En la fila numero 7 contada desde la pared lateral izquierda, las deformaciones en el cuarto y séptimo tubo alcanzan alrededor de 37 mm. El primer tubo de esta fila también estaba deformado en su zona central por aproximadamente 37 mm.

El primer tubo de la fila número 9, también estaba deformado en su zona central por aproximadamente 37 mm. Los tubos 11, 12, 13 y 14, contados desde la pared lateral izquierda están deformados en su zona central por aproximadamente 62 mm. Los tubos de la pared posterior estaban en buenas condiciones.

Los domos de vapor y de lodo fueron inspeccionados. El domo de vapor estaba en buenas condiciones. Las soldaduras tanto longitudinales como circunferenciales estaban en buenas condiciones.

No se encontró una evidencia efectiva de sobrecalentamiento del metal del domo como consecuencia del incidente de bajo nivel de agua. Todos los tubos estaba bien limpios y libres de cualquier depósito interno, únicamente los tubos de techo (los cuales son están próximos a ser horizontales en la orientación del domo) evidencian mínimos depósitos.

Se notó que tres tubos del banco generador próximos a la esquina derecha de la unidad fueron taponados. Estas fallas están relacionadas con los más recientes incidentes de bajo nivel de agua. Todos los accesorios internos del domo fueron removidos y se encontraban en excelentes condiciones.

El domo de agua fue observado en condiciones aceptables. Todas las superficies internas están muy limpias. Las soldaduras circunferenciales aparecen en buenas condiciones.

No hay evidencia de que el domo de lodo haya sufrido algún sobrecalentamiento como se hubiese esperado debido al incidente de bajo nivel de agua. La última fila del banco generador tiene depósitos internos menores, los depósitos internos fueron uniformes y no se puede considerar a estos como un problema.

La figura 2.13 ilustra el estado del domo así como también los tapones que fueron colocados cuando se removieron algunos tubos que estaban con daños.



FIGURA 2.13. VISTA INTERIOR DEL DOMO DE AGUA.

En La figura 2.14 se muestran los depósitos encontrados, al juzgar por la cantidad, no se pueden considerar como algún problema serio.

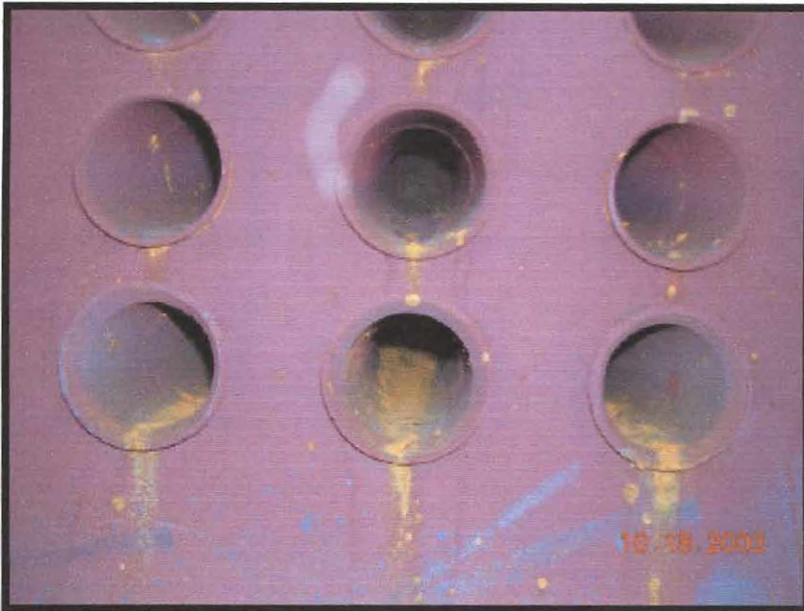


FIGURA 2.14. DEPOSITOS MINIMOS ENCONTRADOS EN EL DOMO DE AGUA.

Después de realizar la respectiva inspección visual de todos los tubos y domos se procedió a realizar las correspondientes pruebas de medición de espesores.

Se tomaron tubos de muestra para realizarles el respectivo análisis metalográfico, además de pruebas de dureza y mediciones dimensionales para de esta manera constatar el estado actual de los tubos en la caldera. El primer tubo de muestra seleccionado fue de pantalla, el segundo fue tomado del techo, y el tercero fue tomado de una sección lateral de la pared. Los resultados del análisis se indican mas adelante.

En la figura 2.15 se muestran los tubos que fueron seccionados y utilizados para el análisis metalográfico. Las zonas indicadas con las letras A, B, C, y D corresponden a regiones en las que existe la presencia de ampollas y ruptura.

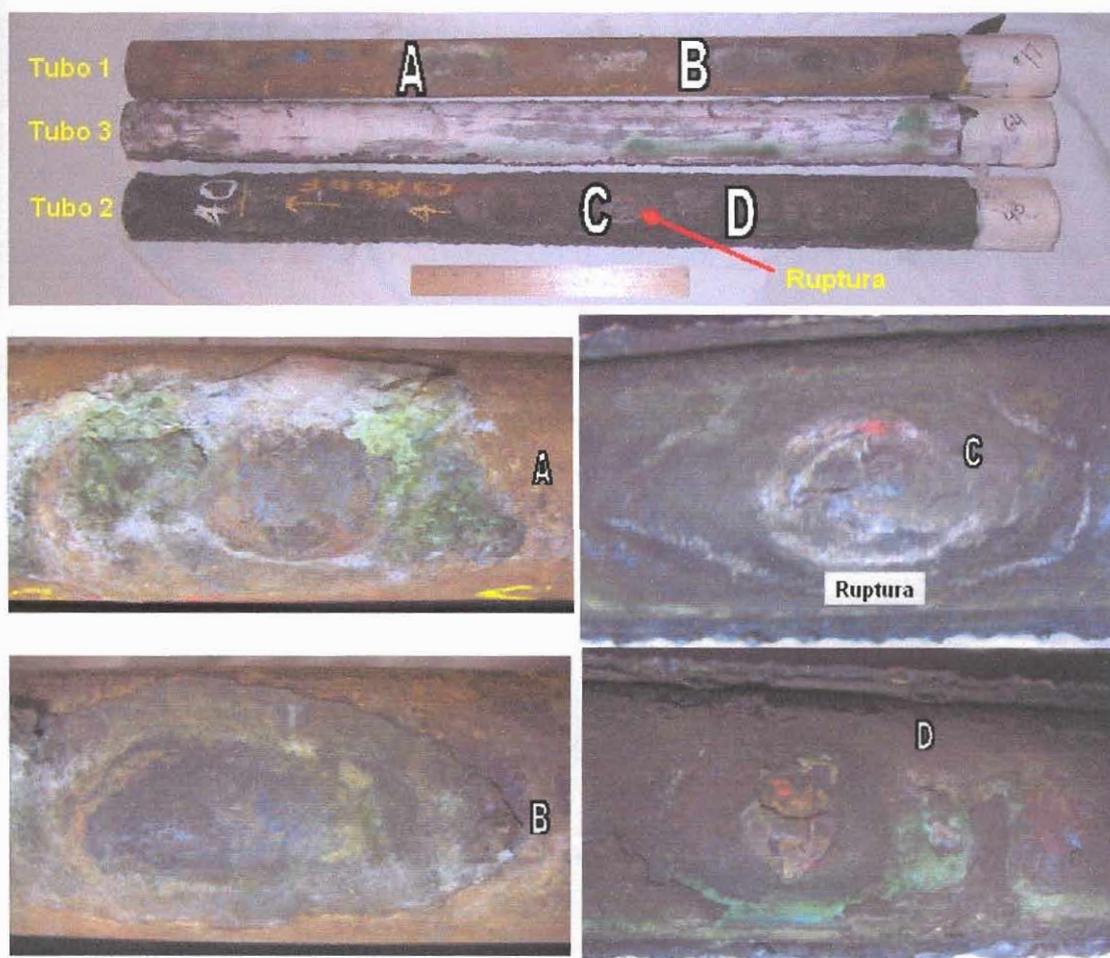


FIGURA 2.15. TUBOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS DIMENSIONAL Y METALGRÁFICO.

2.4.2. Quemadores.

El quemador de la caldera esta formado por la caja que está ubicada en la parte posterior de la pared frontal y por los difusores y spuds de gas que están ubicados en la pared frontal. Es por la caja del quemador por donde ingresa el aire precalentado antes de pasar a los difusores para mezclarse con el combustible previamente atomizado.

La figura 2.16 muestra un quemador con sus partes principales.

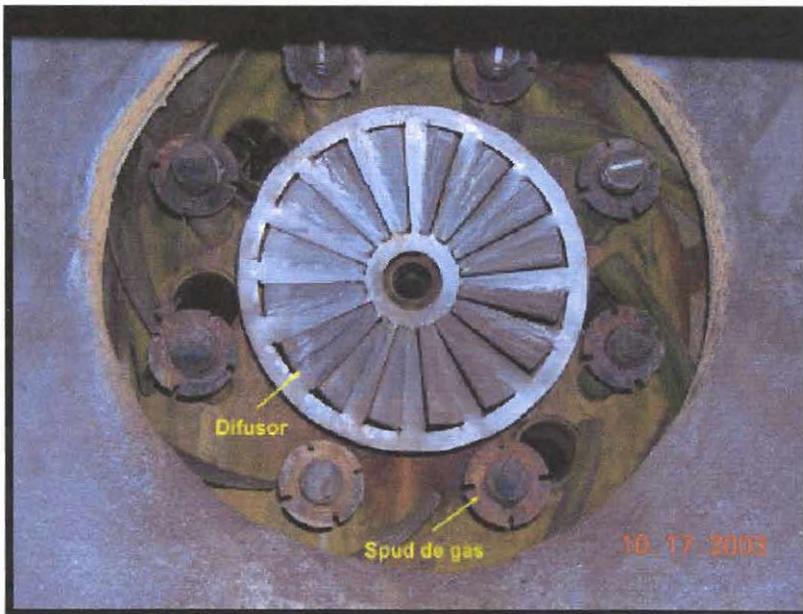


FIGURA 2.16. QUEMADOR N° 3 DE LA CALDERA YB-7005.

Los quemadores fueron observados en buenas condiciones, sin embargo en anteriores inspecciones se ha notado que los

difusores son corroídos a tal grado que se muestran prácticamente desintegrados tal como se muestran en la figura 2.17. Los difusores que se muestran en esta figura fueron sacados de la caldera después del evento del primer incidente. Algunos spuds de gas también estaban parcialmente corroídos en varios quemadores.



FIGURA 2.17. DIFUSORES CORROIDOS DE LA CALDERA YB-7005.

De acuerdo a los técnicos de Babcock & Wilcox, los difusores en los cuatro quemadores están colocados de manera inadecuada, las aletas de los difusores deben estar en sentido contrario pues los difusores actuales generan el flujo de aire de una manera incorrecta.

El quemador N° 1 (inferior del lado de la pared lateral izquierda) presenta el spud de gas deteriorado. El spud está ubicado a las 4:30 visto en sentido horario y estando frente al quemador dentro del hogar de la caldera.

El quemador N° 2 (inferior del lado de la pared lateral derecha) presenta algunos spuds de gas que han sido sobrecalentados y están deteriorados.

2.4.3. Otras partes.

La zona comprendida por la caja de aire que está arriba de los tubos del techo estaba en buenas condiciones. Toda esta zona estaba muy limpia, lo que indica que no hay evidencia de fugas de gas. Toda la estructura que soportan los tubos del techo también esta en buenas condiciones.

La zona inferior de la caldera, no presenta indicios de daño alguno, al inspeccionar internamente se observó que la misma se encuentra en condiciones aceptables.

Los tubos alimentadores, así como los tubos de retorno estaban en buenas condiciones, se procedió a realizar la respectiva medición de espesores para descartar cualquier indicio de corrosión. Los cabezales no evidencian daño alguno.

El asa o agarradera que sujeta la barra de soporte de los tubos laterales derechos del caldero estaba movida hacia abajo como consecuencia del sobrecalentamiento del caldero tal como se indica en la figura 2.18.

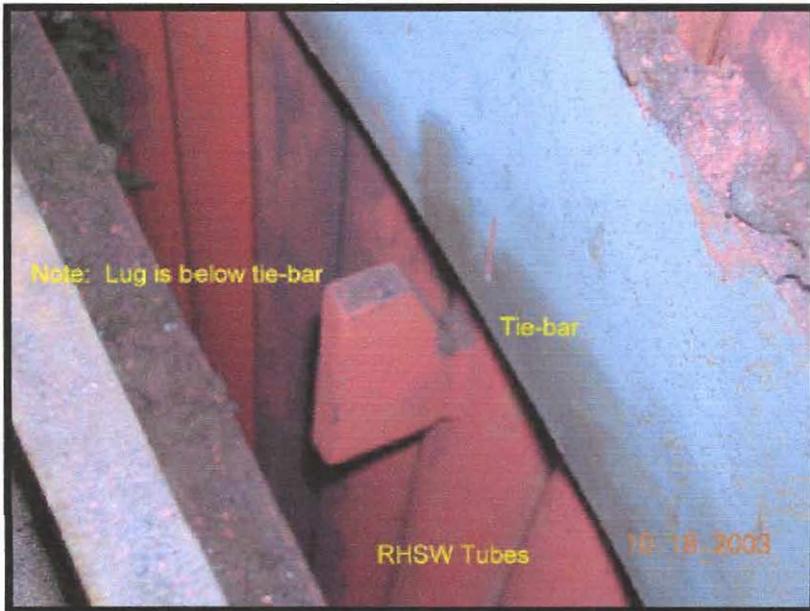


FIGURA 2.18. ASA QUE SOPORTA A LA BARRA DE SUJECCIÓN.

Los tubos que llevan el vapor sobrecalentado y el agua que sale del atemperador fueron inspeccionados sin encontrarse algún tipo de evidencia que indique que hay algún daño o fuga.

Al ingresar a la zona en donde se encuentra la pared posterior, al lado del precalentador se notó la presencia de un ligero desgaste en algunas partes del precalentador, esto se atribuye

a cierto grado de condensación de los gases, lo que ocasiona la formación de ácidos y el consecuente desgaste de las partes metálicas del precalentador.

En la figura 2.19 se puede apreciar el desgaste en una lámina del precalentador. Nótese el desgaste uniforme debido al efecto corrosivo de los gases.

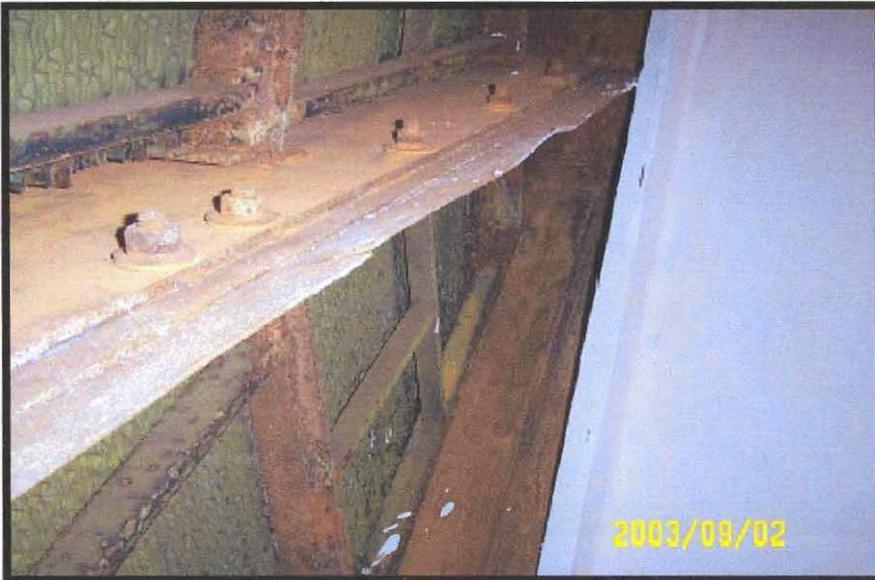


FIGURA 2.19. ZONAS DEL PRECALENTADOR LIGERAMENTE CORROIDAS.

Los sopladores de hollín de la caldera también fueron inspeccionados. En un total de cuatro, no se halló evidencia de daños.

Los ductos de aire y gases no fueron abiertos en su totalidad, sin embargo al inspeccionarlos externamente se notó que estaban en buenas condiciones. Se efectuó medición de espesores en el lado caliente. No había evidencia de fugas o de cualquier otro tipo de deterioro. La figura 2.20 muestra a los ductos de aire y gases de la caldera YB-7005.

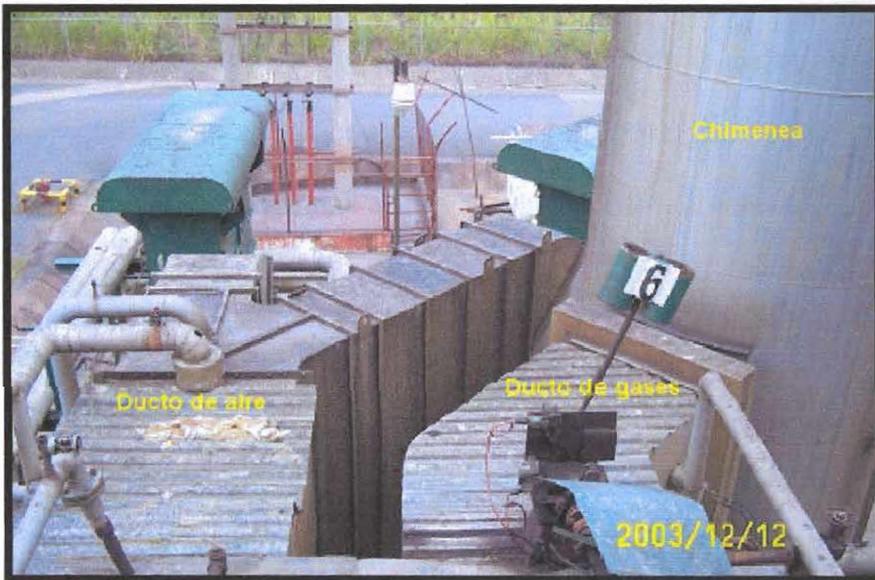


FIGURA 2.20. DUCTOS DE AIRE Y GASES DE LA CALDERA YB-7005.

El ventilador que suministra aire al equipo está en buenas condiciones. Este ventilador que puede ser accionado mediante una turbina a vapor o por medio de un motor eléctrico no muestra indicios de deterioro alguno.

El recubrimiento aislante del equipo estaba en buenas condiciones, en algunas partes se había salido ligeramente, pero esto no significa un problema para la normal operación del equipo. La inspección visual de la chimenea indicó que la misma se encontraba en condiciones aceptables.

Las cimentaciones del equipo estaban en buenas condiciones, al examinar la de los domos, así como la de otras estructuras del equipo, se observó que no había ningún tipo de daño como consecuencia del sobrecalentamiento al que fue sometido el equipo o por cualquier otra causa.

Adicionalmente se inspeccionó la bomba de alimentación del combustible de la caldera y la bomba de alimentación de agua. Estos equipos tienen la particularidad de que pueden ser accionados tanto por energía eléctrica como con vapor. No hay indicios de daño, sin embargo, debido a las condiciones de operación algunas zonas del equipo, especialmente en la bomba de alimentación de agua, presentaban zonas con corrosión tal como se muestra en la figura 2.21. En esta ilustración se aprecia la bomba que es accionada mediante el motor eléctrico.



FIGURA 2.21. BOMBA DE AGUA DE ALIMENTACION A LA CALDERA.

2.5. Resultados de la inspección a la caldera.

Una vez que se han empleado todas las técnicas necesarias para inspeccionar el equipo en su totalidad, tenemos los siguientes resultados:

- Los tubos junto a la pared lateral derecha del banco generador no están en buenas condiciones, prueba de ello es que en la zona de entrada de gases se encuentran pandeados, lo que impide una buena transferencia de calor entre los gases calientes y el líquido del interior.

- Los tubos de la pared lateral izquierda están en condiciones aceptables, sin embargo en varios tubos se notó una ligera deformación debido al sobrecalentamiento sufrido.
- Varios tubos de la pared lateral derecha, también presentan deformación debido al sobrecalentamiento, no hay evidencia de corrosión interna.
- Los tubos de pared posterior de la caldera están en buenas condiciones, no existe evidencia de que hayan sufrido algún tipo de daño.
- Los tubos del techo de la caldera, están sobrecalentados, prueba de ello es la deformación que se aprecia en la figura 2.7. En doce de estos tubos se halló ampollas debido al segundo incidente de sobrecalentamiento al que estuvieron sometidos. Se reemplazó la sección por tubos nuevos y se le realizó la respectiva prueba radiográfica, todos los tubos pasaron la prueba. Al realizar la respectiva medición ultrasónica de espesores, se determinó que un tubo presentó espesor inferior al nominal.
- Los tubos de pared frontal evidenciaban la presencia de ampollas debido a la exposición a elevadas temperaturas. Se

removieron once tubos y fueron remplazados por nuevos, a los que se les sometió igualmente a la prueba radiográfica para verificar el estado de la soldadura. Todos los tubos pasaron la prueba. Al realizar la medición ultrasónica de espesores se halló que seis tubos de esta pared presentan espesores inferiores a los de diseño.

- En los tubos de pared frontal se observó daños también en el lado de la caja de aire. La viga que soporta parte de la estructura deformó algunos soportes lo que ocasionó fisuras en algunos tubos debido a la excesiva carga a la que fueron sometidos. Estas zonas fueron reforzadas mediante la aplicación de placas de refuerzo para obtener una mejor distribución de las cargas. En la figura 2.10 se muestran las fugas de los tubos y en la figura 2.22 se muestran las placas colocadas en esta zona. En la figura 2.23 se muestran las placas una con la viga que es soportada por las mismas.



FIGURA 2.22. PLACAS DE REFUERZO COLOCADAS EN LOS TUBOS DE PARED FRONTAL DEL LADO DE LA CAJA DE AIRE.

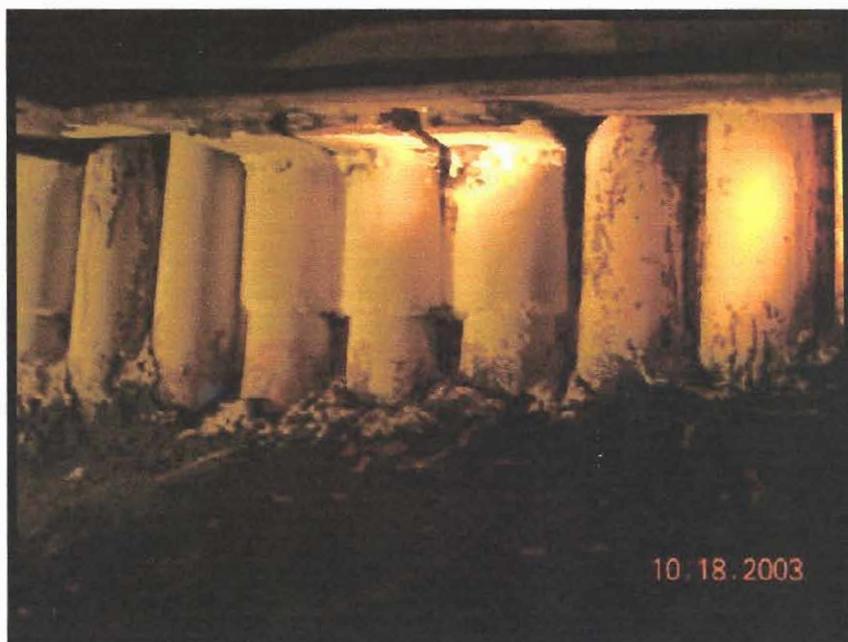


FIGURA 2.23. PLACAS DE REFUERZO QUE SOPORTAN LA VIGA EN EL LADO DE LA CAJA DE AIRE.

- En los tubos del piso no existe evidencia de daño alguno. Esto se debe principalmente a que los mismos se encuentran protegidos por el aislante refractario.



Los tubos de pantalla fueron los más deteriorados debido a los incidentes de bajo nivel de agua. En un total de diez, los tubos 6, 7, 8, 12, 14, 15, 16, 17, 18 y 19 contados de izquierda a derecha estando en frente de los mismos fueron removidos de

la caldera debido a que estaban altamente deteriorados y deformados. En 3 tubos el espesor medido es inferior al nominal de diseño. En la figura 2.24 se muestran los tubos de pantalla que fueron removidos de la caldera.

- Los tubos del sobrecalentador al igual que los de pantalla, presentan daños en algunos de sus elementos. Existe deformación y pandeo especialmente en los 4 primeros tubos de los elementos 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 21, 22, 23, 24 y 25.

- En los tubos de retorno no se encontró evidencia de daño alguno.

- Los tubos alimentadores no fueron inspeccionados, sin embargo no hay indicios de que estos hayan sufrido daño alguno debido a que estos están aislados.

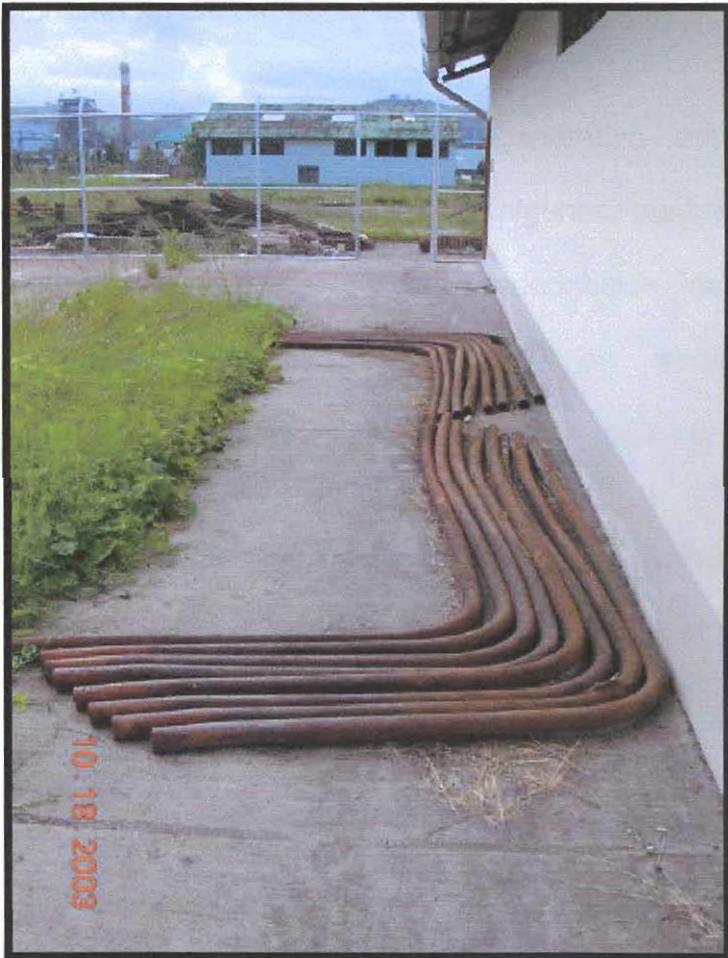


FIGURA 2.24. TUBOS DE PANTALLA REMOVIDOS DE LA CALDERA.

- El tubo que transporta el vapor saturado y también el que lleva el agua del atemperador también fue inspeccionado. No hay indicios de daño en estos tubos.
- El recubrimiento, la estructura y las cimentaciones, no presentan daños, estas están en condiciones aceptables.
- El precalentador de aire regenerativo está en buenas condiciones, sin embargo en algunos puntos hay un leve desgaste producto de la condensación de gases. Este desgaste es mínimo pero debe ser inspeccionado con frecuencia para no tener problemas en el futuro.
- El ventilador que suministra el aire estaba en buenas condiciones así como también la turbina y el motor eléctrico que lo mueven.
- La bomba de alimentación de agua y de combustible estaban en condiciones aceptables. En la bomba de alimentación de agua se evidencio la presencia de corrosión en algunas partes de este equipo.

Los resultados obtenidos de la medición ultrasónica de espesores en todas las zonas inspeccionadas se describen en la tabla 2.3. Estos

espesores indican el promedio general de todos los tubos y demás partes en cada una de las zonas en las que se efectuaron las mediciones. Algunos tubos en secciones como por ejemplo la pared frontal, presentan espesores inferiores a los de diseño, sin embargo para el cálculo de los índices de riesgo, se emplearán el promedio.

TABLA 2. 3

ESPEORES DE DISEÑO Y ESPEORES MEDIDOS PROMEDIO EN TUBOS Y DEMAS ZONAS ANALIZADAS

Zona	Espesor Diseño (in)	Espesor Instalado (in)	Espesor Medido (in)
Tubos de banco generador	0,125	0,144	0,138
Tubos de pared lateral izquierda	0,165	0,190	0,187
Tubos de pared lateral derecha	0,165	0,190	0,186
Tubos de pared posterior	0,165	0,190	0,184
Tubos de techo del hogar	0,180	0,207	0,194
Tubos de pared frontal A	0,180	0,207	0,186
Tubos de pared frontal B	0,220	0,253	0,237
Tubos de piso	0,180	0,207	0,197
Tubos de pantalla	0,165	0,190	0,172
Tubos de sobrecalentador	0,220	0,253	0,239
Tubos alimentadores	0,180	0,207	0,201
Tubos de retorno	0,203	0,233	0,226
Tubo de vapor saturado	0,593	0,682	0,676
Tubo del atemperador	0,593	0,682	0,676
Cabezales del sobrecalentador	0,875	1,0	0,994
Cabezales de tubos de pared lateral	0,875	1,0	0,990
Domo de vapor	1,75	2,0125	2,0066
Domo de agua	2,25	2,5875	2,5816
Ducto de gases	0,250	0,275	0,259
Ducto de aire	0,250	0,275	0,261

Los valores correspondientes a las tasas de corrosión para las zonas analizadas de la caldera, fueron obtenidos a partir de la expresión que se indica en la ecuación 2.1.

$$V_c = \frac{e_{\text{anterior}} - e_{\text{actual}}}{t_{\text{lec}}} \quad (\text{ec.2.1})$$

En donde V_c es la velocidad de corrosión, e_{anterior} es el espesor de pared en la medición anterior e_{actual} es el espesor de pared en la medición actual y t_{lec} representa el tiempo entre lecturas efectuadas.

Para el estudio actual, la lectura anterior corresponde al espesor instalado y la lectura actual corresponde al espesor medido. El tiempo es desde que fueron instalados los tubos hasta la actualidad, es decir 5.9 años. Los valores correspondientes a las tasas de corrosión para todos los elementos de la caldera se dan en la tabla 2.4.

Se tomaron muestras de tubos de tres zonas distintas de la caldera con la finalidad de que se les realice un análisis dimensional y químico, así como también para verificar las condiciones metalográficas de los tubos afectados por el sobrecalentamiento.

TABLA 2. 4
TASAS DE CORROSION PROMEDIO EN LOS TUBOS Y DEMAS ZONAS
ANALIZADAS

Zona	Velocidad Corrosión (in/yr)	Velocidad Corrosión (mpy)
Tubos de banco generador	0,001017	1,017
Tubos de pared lateral izquierda	0,000508	0,508
Tubos de pared lateral derecha	0,000678	0,678
Tubos de pared posterior	0,001017	1,017
Tubos de techo del hogar	0,002203	2,203
Tubos de pared frontal A	0,003559	3,559
Tubos de pared frontal B	0,002712	2,712
Tubos de piso	0,001695	1,695
Tubos de pantalla	0,003051	3,051
Tubos de sobrecalentador	0,002373	2,373
Tubos alimentadores	0,001000	1,000
Tubos de retorno	0,001186	1,186
Tubo de vapor saturado	0,001000	1,000
Tubo del atemperador	0,001000	1,000
Cabezales del sobrecalentador	0,001017	1,017
Cabezales de tubos de pared lateral	0,001695	1,695
Domo de vapor	0,001000	1,000
Domo de agua	0,001000	1,000
Ducto de gases	0,002712	2,712
Ducto de aire	0,002373	2,373

El primer tubo de muestra fue tomado de los de pantalla (tubo N° 17 contado desde la pared lateral izquierda), el mismo que presenta un ampollamiento pero sin falla. El segundo tubo fue tomado del techo (tubo N° 40 contado desde la pared lateral derecha), el mismo que presenta una rotura debida al ampollamiento. El tercer tubo fue tomado de la pared lateral derecha (tubo N° 32 desde la pared

frontal), este tubo no presenta daño aparente alguno. Los anillos tomados para realizar el análisis dimensional se indican en la figura 2.25, y los resultados obtenidos del análisis se detallan en las tablas 2.5 y 2.6.

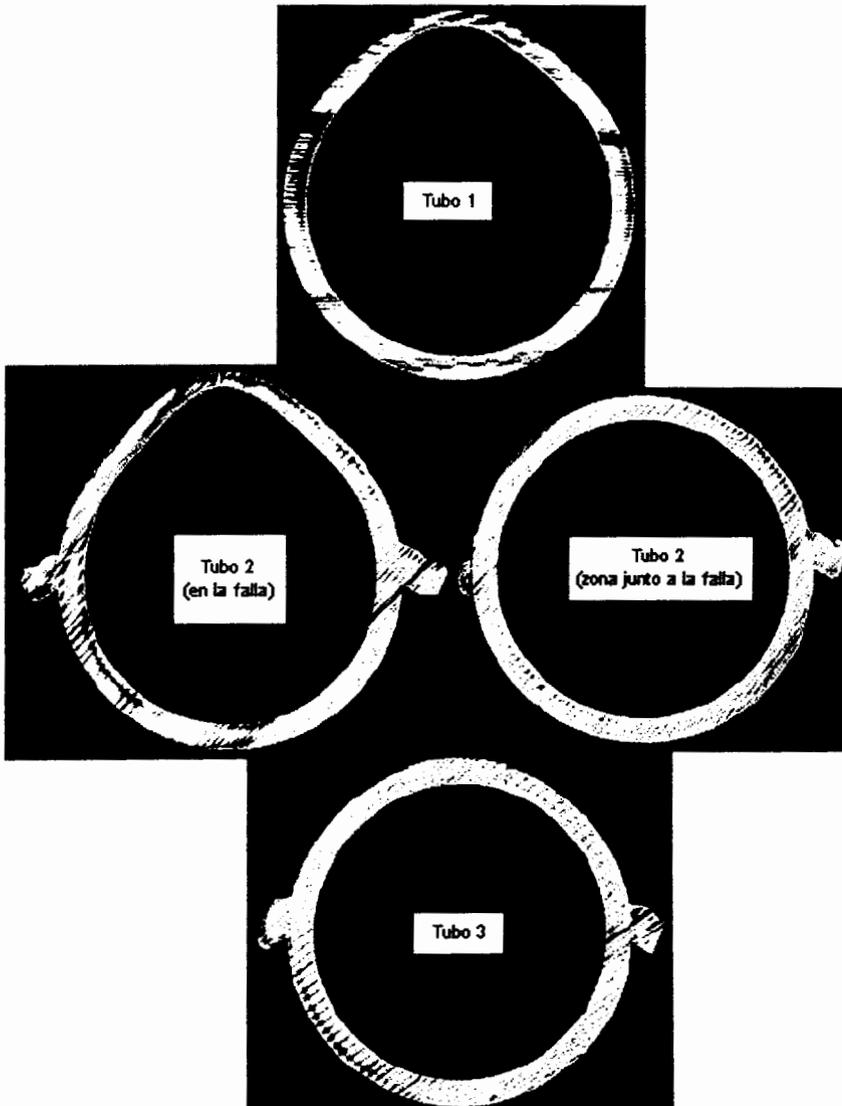


FIGURA 2.25. ANILLOS DIMENSIONALES DE LOS TUBOS ANALIZADOS.

TABLA 2. 5

MEDICIONES DIMENSIONALES DEL DIAMETRO EXTERIOR

Tubo	Medida Especificada (OD x MW)	Diámetro Exterior (in)			
		Posición del reloj			
		*12:00 6:00	1:30 7:30	3:00 9:00	4:30 10:30
1	2.50" x 0.165"	2.668	2.542	2.540	2.542
2 (en la falla)	2.50" x 0.180"	2.753	2.544	---	2.539
2 (junto a la falla)	2.50" x 0.180"	2.531	2.512	---	2.518
3	2.50" x 0.165"	2.526	2.514	---	2.504

* 12:00 Representa la ampolla en el lado caliente del tubo.
Los valores con **sombra** están por arriba o por debajo de las variaciones mínimas permitidas de acuerdo a la norma ASTM A450

TABLA 2. 6

MEDICIONES DIMENSIONALES DEL ESPESOR DE PARED

Tubo	Espesor de pared (in)							
	Posición del reloj							
	*12:00	1:30	3:00	4:30	6:00	7:30	9:00	10:30
1	0.113	0.162	0.168	0.170	0.173	0.175	0.174	0.166
2 (en falla)	0.113	0.180	---	0.192	0.191	0.190	---	0.178
2 (junto a la falla)	0.175	0.180	---	0.190	0.191	0.191	---	0.180
3	0.178	0.179	---	0.189	0.193	0.193	---	0.183

* 12:00 Representa la ampolla en el lado caliente del tubo.
Los valores con **sombra** están por arriba o por debajo de las variaciones mínimas permitidas de acuerdo a la norma ASTM A450

La composición química de los tubos seleccionados se muestra en la tabla 2.7 indicando que los tubos están dentro de las especificaciones SA-192

TABLA 2. 7

COMPOSICION QUIMICA DE LOS TUBOS TOMADOS DE MUESTRA

Elementos	Tubo 1	Tubo 2	Tubo 3	Especificación SA 192
Carbono	0.16	0.17	0.11	0.06-0.18
Manganeso	0.61	0.45	0.43	0.27-0.63
Azufre	0.008	0.009	0.013	0.035 max.
Fósforo	0.017	0.009	0.008	0.035 max.
Silicio	0.17	0.20	0.23	0.25 max
Cromo	0.02	0.09	0.07	-----
Nickel	0.03	0.11	0.08	-----
Molibdeno	0.01	0.04	0.02	-----
Aluminio	0.025	0.015	0.008	-----

Se efectuó un análisis metalográfico a los tubos seleccionados con la finalidad de determinar la dureza, cambios en la microestructura y el espesor de la capa interna de óxido.

Los resultados obtenidos del análisis metalográfico se muestran en la tabla 2.8.

TABLA 2. 8
ANALISIS MICROESTRUCTURAL

	Tubo 1		Tubo 3	
	Lado caliente	Lado frío	Lado caliente	Lado frío
Microestructura	F+Pr	F+Pr+ W(F+Pr)	F+SPr	F+Pr
Dureza (HRB)	60.1	72.0	70.8	72.8
Capa de oxido (mils)	30	<1 a 2	<1	<1
	Tubo 2 (a ruptura)		Tubo 2 (junto a la ruptura)	
	12:00	6:00	12:00	6:00
Microestructura	F+C	F+Pr	W(F+Pr+B))+bandas de fina F+Pr en OD e ID	F+Pr
Dureza (HRB)	67.5	70.4	79.7*	68.0
Capa de oxido (mils)	17	<1	2	<1
Leyenda:				
C=Creep F=Ferrita B=Bainita Pr=Perlita SPr=Perlita Esferoizada W=Widmanstatten				
12:00 Representa la ampolla en el lado caliente del tubo.				
*Valor demasiado grande. La dureza no debe exceder los 77 HRB				

De acuerdo al análisis microestructural existe la presencia de sobrecalentamiento en varios niveles para los distintos tubos.

El tubo de pantalla (muestra 1) presenta oxidación tanto en su exterior así como también en el interior, lo que indica que la temperatura de metal del tubo excedió los 850° F. La microestructura observada en el lado caliente y frío del tubo, sugiere que el tubo originalmente consistió de microestructura "Widmanstatten"

(ferrita/perlita), la cual después del sobrecalentamiento y subsecuente enfriamiento se transformó en una estructura equiaxial de ferrita y perlita. Esto hace sospechar que la temperatura excedió la temperatura crítica baja (1340°F) pero estuvo por debajo de la temperatura crítica alta (alrededor de 1450°F). El espesor de la capa interior de óxido dentro del tubo, sugiere que este accidente sucedió debido a la ausencia de un fluido refrigerante. Esto concluye que el tubo de pantalla sostuvo un sobrecalentamiento de corta duración lo que ocasionó que el tubo se oxidara, cediera y se produjeron las ampollas.

El tubo de techo (muestra 2) falló en una región ampollada. Presencia de ferrita y de señales de fluencia (creep) en la microestructura sugiere que la falla está asociada con un sobrecalentamiento de larga duración. Tales fallas ocurren cuando los tubos son expuestos a temperaturas que están dentro de su régimen de fluencia. Sin embargo, en el lado caliente junto a la falla en una región no ampollada se muestra una peculiar microestructura formada por granos de finas bandas de fina ferrita/perlita tanto en el lado exterior como en el lado interior con un remanente de microestructura "Widmanstätten" (ferrita/perlita/bainita). El lado frío junto a la falla contiene la original microestructura en forma de bandas de ferrita/perlita. Basado en esta observación, se sugiere que el tubo

estuvo expuesto a un sobrecalentamiento de corta duración similar a los tubos de pantalla lo que produjo la formación de ampollas y la peculiar microestructura en el lado caliente. Durante el servicio continuo, el tubo que presentaba daños por fluencia en la región previamente ampollada condujo a que el tubo fallara.

El tubo de pared lateral (muestra 3) fue encontrado en aceptables condiciones metalúrgicas, incluso presenta un menor sobrecalentamiento que las otras muestras estudiadas. Las microestructuras se detallan en las figuras 2.26 a la 2.33.

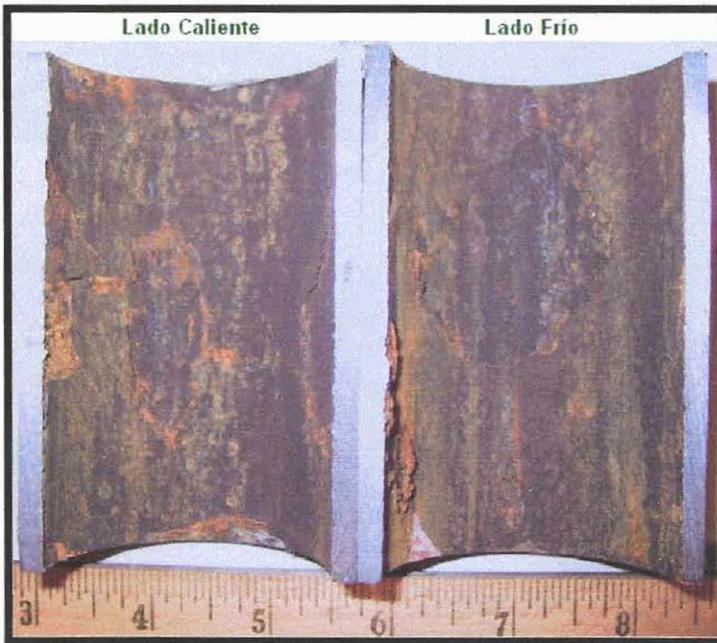


FIGURA 2.26. LADO INTERIOR DEL TUBO N° 1, INDICANDO LAS ESCAMAS DE OXIDO.

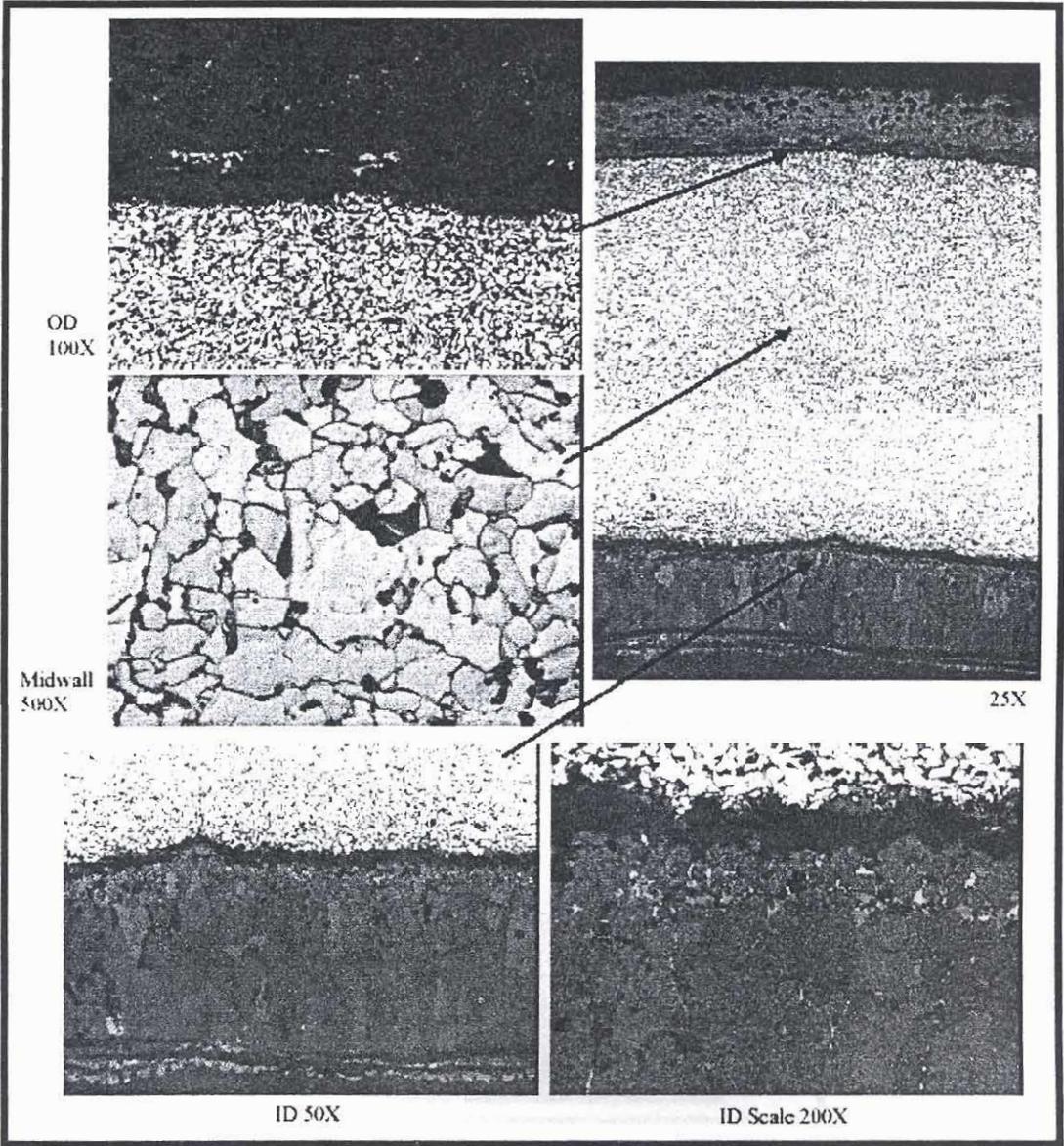


FIGURA 2.27. MICROESTRUCTURA OBSERVADA EN LA REGION DE FALLA (POSICION 12H00) EN EL TUBO N° 1.

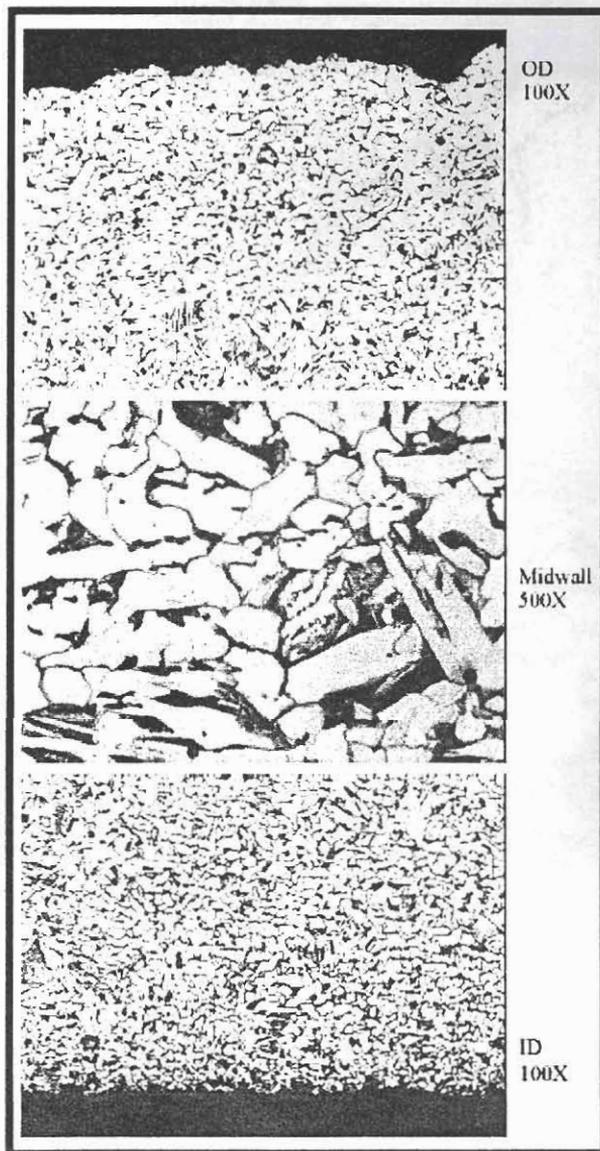


FIGURA 2.28. MICROESTRUCTURA OBSERVADA EN LA REGION DE FALLA (POSICION 6H00) EN EL TUBO N° 1.

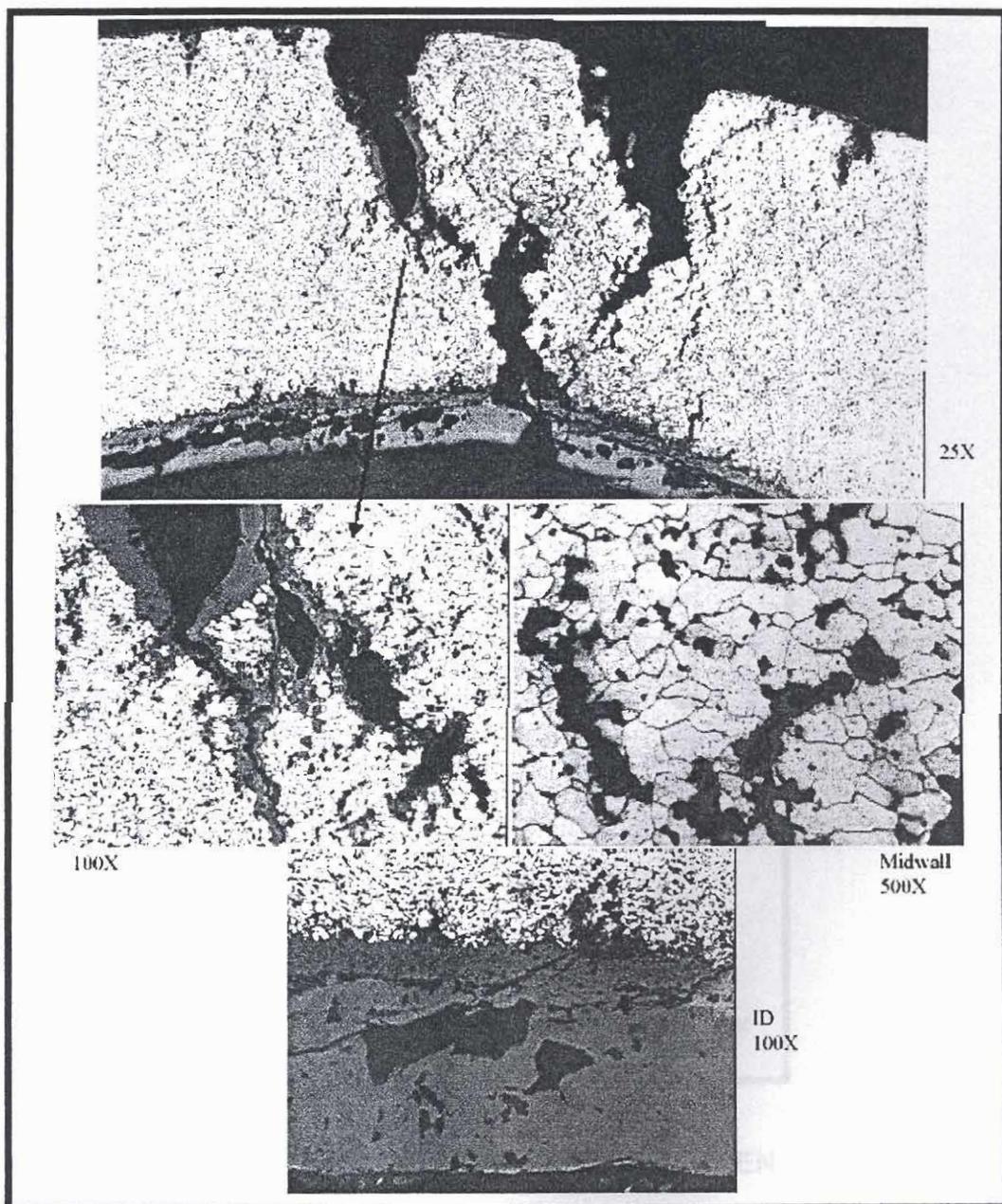


FIGURA 2.29. MICROESTRUCTURA OBSERVADA EN LA REGION DE FALLA (POSICION 12H00) EN EL TUBO N° 2.

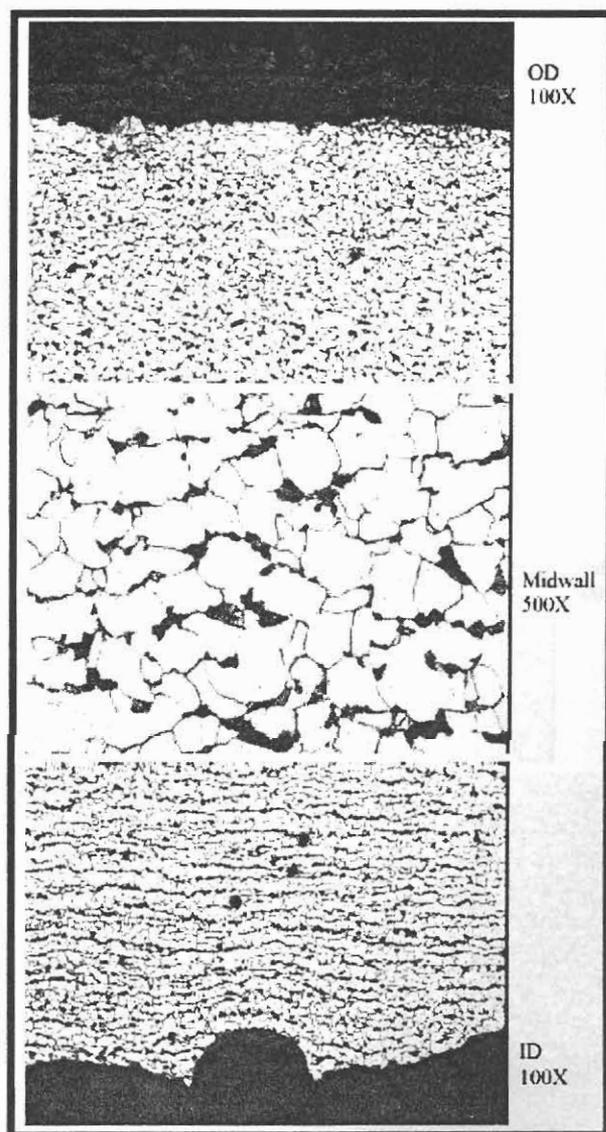


FIGURA 2.30. MICROESTRUCTURA OBSERVADA EN LA REGION DE FALLA (POSICION 6H00) EN EL TUBO N° 2.

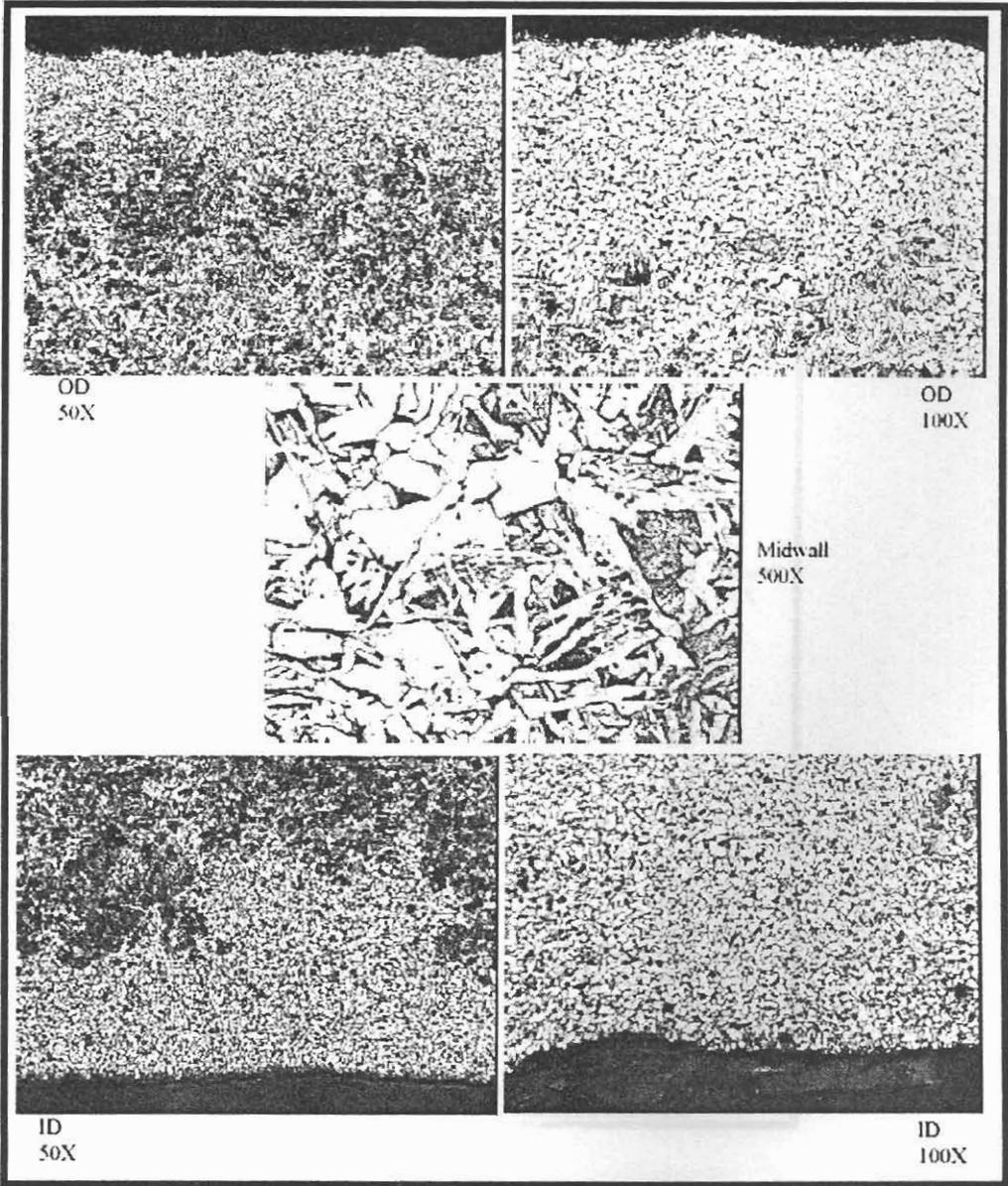


FIGURA 2.31. MICROESTRUCTURA OBSERVADA JUNTO A LA REGION DE FALLA (POSICION 12H00) EN EL TUBO N° 2.

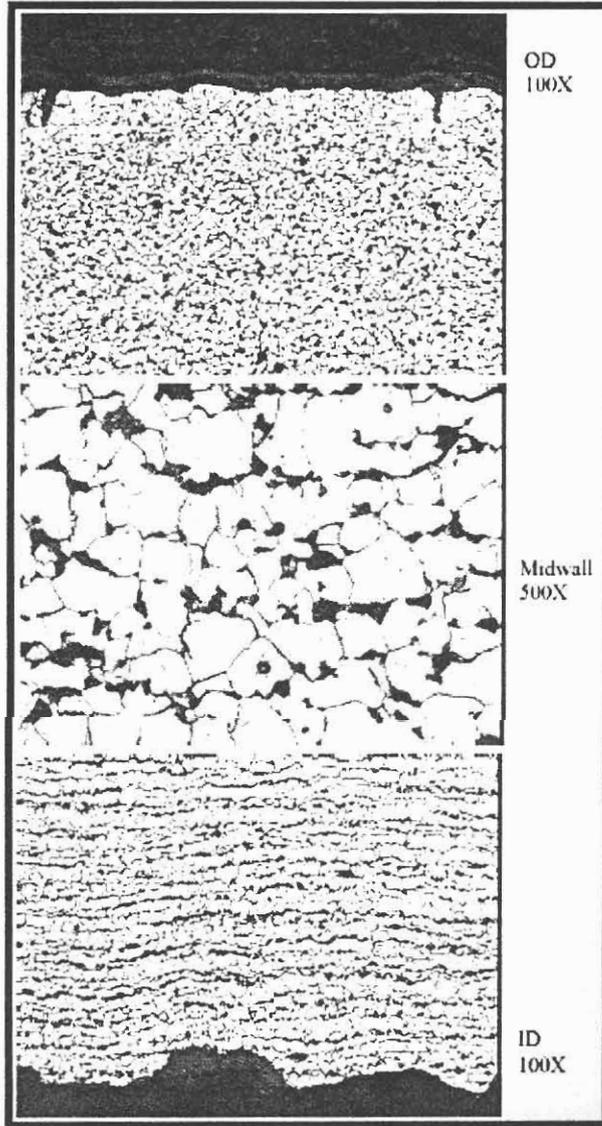


FIGURA 2.32. MICROESTRUCTURA OBSERVADA JUNTO A LA REGION DE FALLA (POSICION 6H00) EN EL TUBO N° 2.

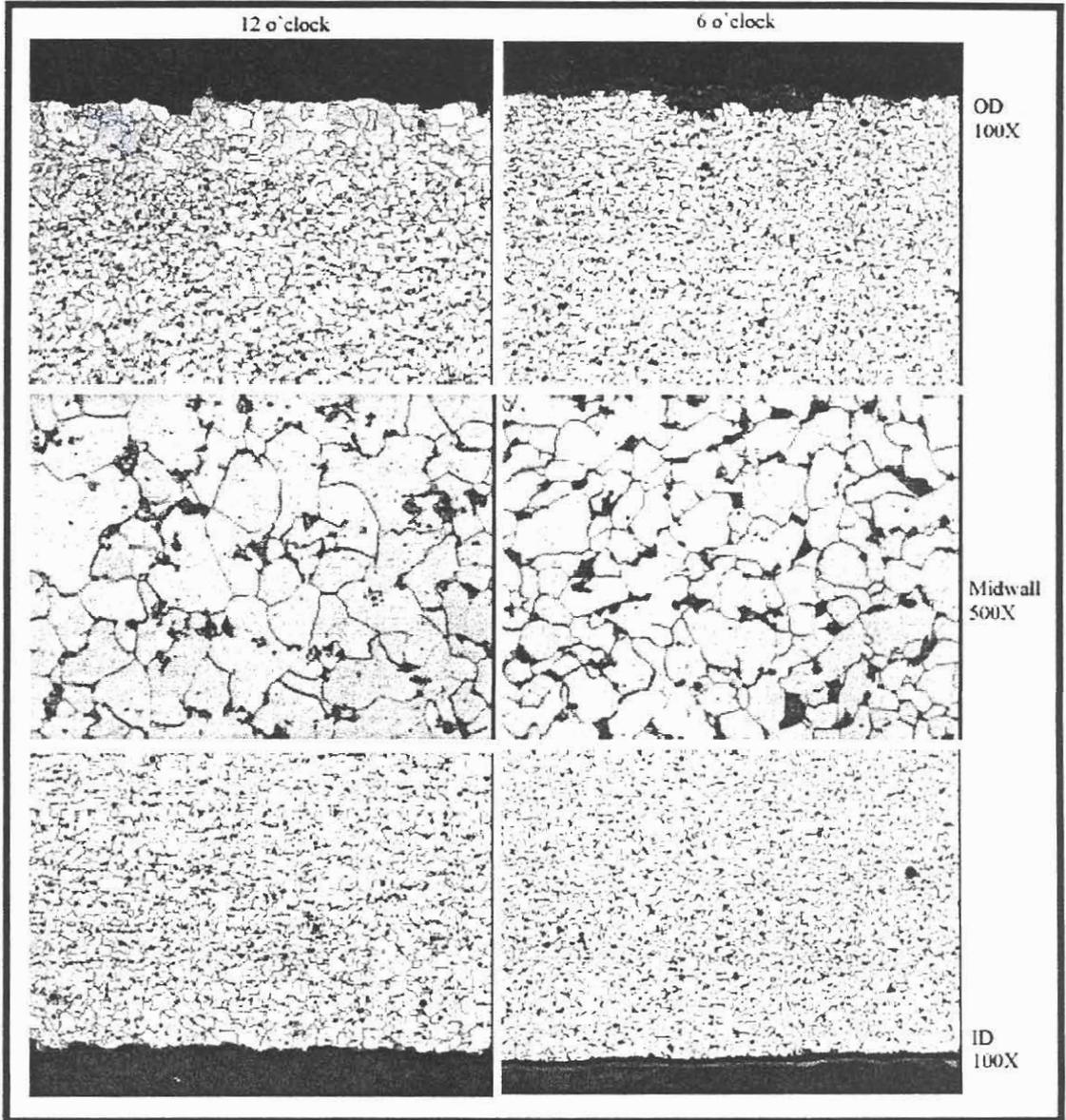


FIGURA 2.33. MICROESTRUCTURA OBSERVADA (POSICION 6H00 Y 12H00) EN EL TUBO N° 3.

Con los datos obtenidos a partir de la realización del programa de inspección, se procederá a realizar el análisis de riesgo del equipo que se está estudiando. Este análisis se detalla en el capítulo 3 de la presente tesis.

CAPITULO 3

3. ANALISIS DE RIESGO.

3.1. El programa de inspección basada en riesgo.

La metodología de un programa de inspección basada en riesgo, proporciona los lineamientos para determinar los niveles de riesgo en los que se encuentra un equipo que opera en determinadas condiciones. Esto resulta muy útil cuando se desconocen muchos parámetros o en el caso de que se tenga incertidumbre sobre algunas condiciones de operación.

Es muy importante tener en consideración que el análisis de riesgo considera la evaluación de planes actuales de inspección, de esta manera puede definirse una nueva planificación, tomando en cuenta los riesgos que están relacionados con el tipo y efectividad de inspección. Un programa de inspección basada en riesgo puede emplearse para optimizar las evaluaciones por medio del análisis de

las probabilidades y consecuencias de falla, de esta manera pueden analizarse con mayor interés las zonas más críticas o los lugares que presenten mayores probabilidades de daños.

Para el caso que se está analizando, debe hacerse la más adecuada elección de la metodología a seguir considerando la situación actual de la caldera. Con toda la información con la que se pudo disponer para el caso de estudio, se realizará el programa de inspección RBI, en dos partes.

En la primera parte se hará un análisis cualitativo para determinar de manera general el nivel de riesgo. En esta parte del análisis se seguirá la metodología que proporciona la norma API 581 y también la que sugiere la norma ASME.

En la segunda parte, tomando como base los resultados obtenidos del análisis cualitativo, se realizará el análisis cuantitativo para saber con mayor precisión el estado real de la caldera en términos de índices de riesgo. Dentro del análisis cuantitativo no solo fueron tomadas en consideración las consecuencias físicas sino también las consecuencias económicas o costos que están involucrados con el daño que puede sufrir un determinado elemento. Uniendo las dos

partes, obtendremos un nivel de inspección que de acuerdo a la norma API 581, es catalogado como nivel III.

3.2. Análisis cualitativo.

Como se mencionó en el capítulo 1, el análisis de riesgo que se realiza en forma cualitativa de acuerdo a la norma API 581 esta fundamentado en la utilización de tablas, las mismas que sirven para categorizar el nivel de riesgo en una matriz de 5 x 5, con la que se puede determinar el nivel actual de riesgo en el que se encuentra el equipo.

Si bien es cierto que esta metodología es bastante general, proporciona las bases para proceder a realizar el análisis cuantitativo en lo posterior. Para realizar este análisis, se empleará tanto la metodología sugerida por la norma API y la metodología semiformal desarrollada por la ASME. La metodología sugerida por la norma API esta basada en el "Workbook for qualitative risk-based inspection análisis" que proporciona la norma en uno de sus apéndices y que ha sido desarrollada explicativamente en (9). La metodología semiformal que sugiere la ASME, está basada en su publicación CRTD Vol. 41 "Risk-Based Methods for Equipment Life Management".



De acuerdo a la norma API, el desarrollo de las tablas para determinar el nivel de riesgo, se indica a continuación:

- Parte A: Determinación de la categoría de probabilidad.
- Parte B: Determinación de las categoría de consecuencias de daños.
- Parte C: Determinación de las categoría de consecuencias a la salud.



La norma indica que si solo existen consecuencias tóxicas se deberá obviar la parte B y trabajar solo con la parte C. De igual manera si solo existen consecuencias inflamables se obvia la parte C y se trabaja solo con la parte B. En el supuesto caso de que haya consecuencias inflamables y también tóxicas, se debe escoger el mayor valor que resulte entre la categoría de consecuencia de daños (parte B) y la categoría de consecuencias a la salud (parte C), este es el que se tomará en cuenta para que a su vez al relacionarlo con la probabilidad indique el correspondiente nivel de riesgo en el que se encuentra el equipo que se esta estudiando.



Para desarrollar el análisis cualitativo empleando la metodología semiformal que sugiere la publicación ASME, se emplea tanto la tabla

1.3 para clasificar la probabilidad así como también la tabla 1.14 para estimar las consecuencias de falla.

El análisis de riesgo de todo el equipo, en forma cualitativa se desarrolla a continuación:

3.2.1. Categoría de probabilidad.

Para determinar el valor correspondiente a la probabilidad de falla, siguiendo la metodología sugerida por la norma API, se utiliza la primera parte de la tabla. En esta se indican los distintos factores a los que se les debe asignar un valor de puntaje, el mismo que sirve para determinar el valor correspondiente a la probabilidad. Los resultados se dan en la tabla 3.1

TABLA 3.1
CATEGORIA DE PROBABILIDAD

Factores	Puntaje
Factor de Equipo	15
Factor de Daño	16
Factor de Inspección	-9
Factor de Condición	6
Factor de Proceso	2
Factor de Diseño Mecánico	2
Total	32
CATEGORIA DE PROBABILIDAD	3

De acuerdo a lo sugerido en la tabla 1.3, tenemos los siguientes valores de probabilidad de falla que se detallan en la tabla 3.2 para los elementos de la caldera en base a las condiciones actuales en que se encuentra.

TABLA 3.2
PROBABILIDAD DE FALLA

Elementos	Probabilidad De falla
Tubos de banco generador	BAJA
Tubos de pared lateral	MEDIA
Tubos de pared posterior	BAJA
Tubos de techo del hogar	MEDIA
Tubos de pared frontal	ALTA
Tubos de piso del hogar	BAJA
Tubos de pantalla	ALTA
Tubos del sobrecalentador	ALTA
Tubos alimentadores	MUY BAJA
Tubos de retorno	MUY BAJA
Tubo de vapor saturado	MUY BAJA
Tubo de atemperador	MUY BAJA
Cabezales sobrecalentador	BAJA
Cabezales de tubos de pared lateral	BAJA
Domo de vapor	BAJA
Domo de agua	BAJA
Ducto de gases	MUY BAJA
Ducto de Aire	MUY BAJA

3.2.2. Categoría de consecuencia.

Similar a la forma en que fue obtenida la probabilidad en la caldera, se utilizarán las tablas proporcionadas en el apéndice

de la norma API 581. Debido a que solo existen consecuencias inflamables, considerando la acción del combustible, se obviará la parte C, sin embargo si existiesen debe considerarse también la resolución de esta parte para determinar el valor correspondiente a la categoría de consecuencia. Los factores y los resultados involucrados en el desarrollo de esta parte se dan en la tabla 3.3:

TABLA 3.3
CATEGORIA DE CONSECUENCIA

Factores	Puntaje
Factor Químico	10
Factor de Cantidad	28
Factor de Estado	5
Factor de Autoignición	7
Factor de Presión	-10
Factor de Crédito	-4
Total	36
CATEGORIA DE CONSECUENCIA	C

De acuerdo a lo sugerido en la tabla 1.14, se tiene los valores de consecuencia de daños que se detallan en la tabla 3.4 para los elementos de la caldera en base a las condiciones actuales en las que se encuentra. Es importante tener en cuenta que las entre las consideraciones que hace esta publicación si toma en

cuenta las consecuencias económicas dentro del análisis cualitativo, cosa que no ocurre en la metodología que sugiere la norma API.

TABLA 3.4
SEVERIDAD DE CONSECUENCIA

Elementos	Consecuencia de falla
Tubos de banco generador	MEDIA
Tubos de pared lateral	MEDIA
Tubos de pared posterior	MEDIA
Tubos de techo del hogar	MEDIA
Tubos de pared frontal	MEDIA
Tubos de piso del hogar	MEDIA
Tubos de pantalla	MEDIA
Tubos del sobrecalentador	ALTA
Tubos alimentadores	MEDIA
Tubos de retorno	MEDIA
Tubo de vapor saturado	BAJA
Tubo de atemperador	BAJA
Cabezales sobrecalentador	ALTA
Cabezales de tubos de pared lateral	MEDIA
Domo de vapor	MEDIA
Domo de agua	MEDIA
Ducto de gases	BAJA
Ducto de Aire	BAJA

3.2.3. Determinación del riesgo.

Obtenido el valor de la probabilidad y el valor de la consecuencia, se los relaciona en la matriz de riesgo (Fig. 1.12) para obtener el valor correspondiente al nivel de riesgo en que

se encuentra todo el equipo que se analiza. Como se obtuvo un valor de probabilidad de **3** y un valor de consecuencia de **C**, el nivel de riesgo asociado al equipo es **3C**, el mismo, que de acuerdo a la matriz indicada e la norma API 581 matriz, indica equipo se encuentra en un nivel de riesgo medio, tal y como se indica en la figura 3.1

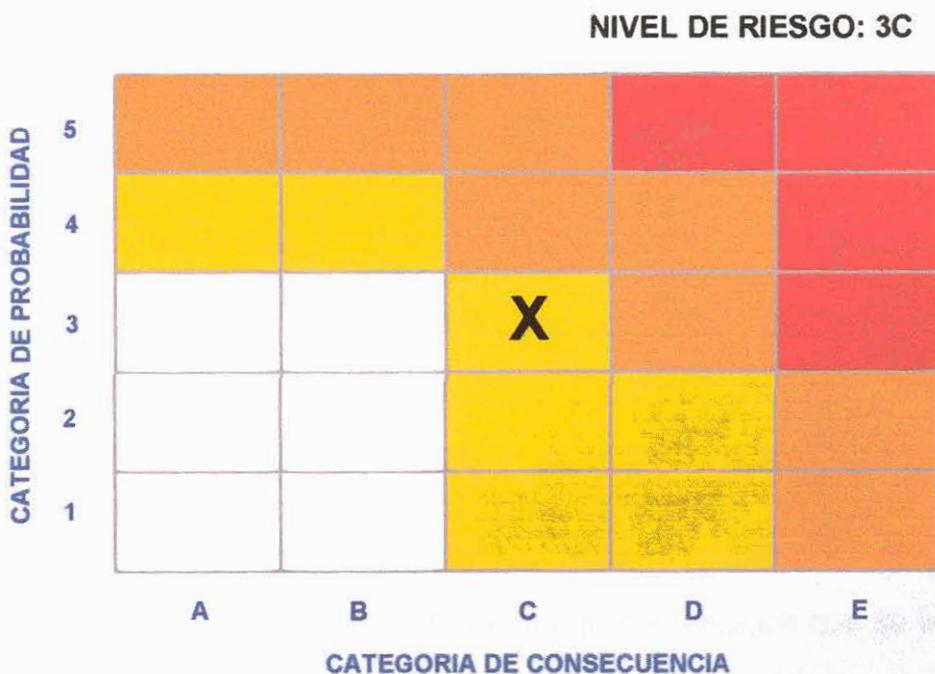


FIGURA 3.1. NIVEL DE RIESGO DE TODA LA CALDERA DE ACUERDO A LA NORMA API 581.

De manera similar, se puede presentar el nivel de riesgo en el que se encuentra cada componente del equipo en base a los

resultados obtenidos en las tablas 3.2 y 3.4 sugeridas por la norma ASME. Este resultado se da en la figura 3.2.

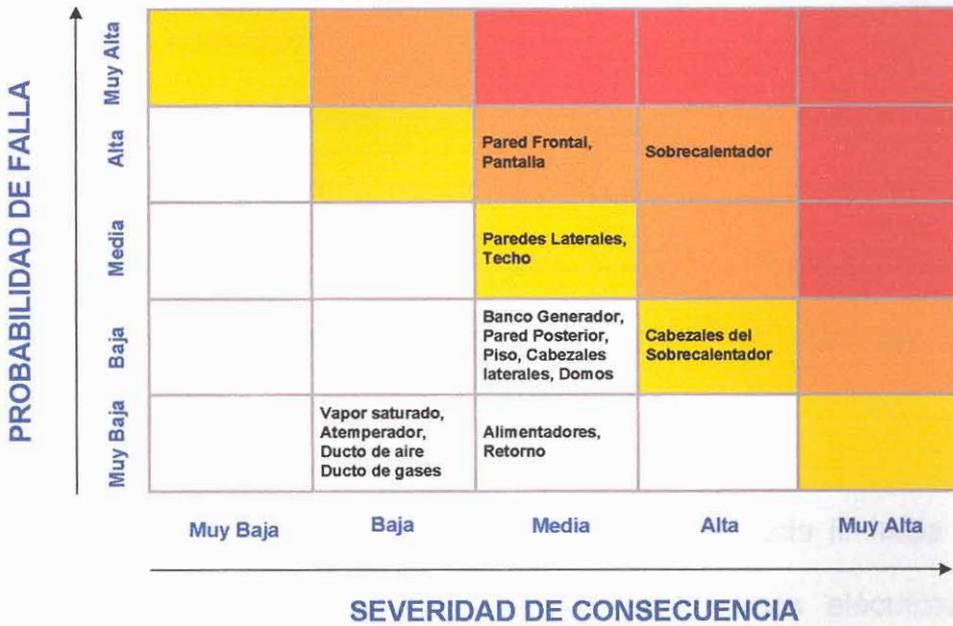


FIGURA 3.2. NIVELES DE RIESGO DE LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA.

Es importante tener en cuenta la interpretación que se le debe dar a los gráficos. El riesgo crece de manera diagonal desde la izquierda hasta la parte superior derecha.

De acuerdo a lo indicado en el gráfico 3.1 el equipo se encuentra en un nivel de riesgo medio, mientras que en el gráfico 3.2 se puede tener una mayor apreciación de los índices para todos los elementos analizados de la caldera. Tanto los



CIR-ESPOL

tubos del sobrecalentador como los tubos de pantalla son los que presentan niveles elevados de riesgo.

3.3. Análisis cuantitativo.

Una vez que se ha determinado cualitativamente el nivel de riesgo en el que se encuentra el equipo, se procede a realizar el análisis en forma cuantitativa. Al realizar el análisis cuantitativo de la caldera, se pretende establecer en términos numéricos el valor del riesgo obtenido en la parte cualitativa.

La norma estipula que el análisis de riesgo queda limitado a los instrumentos y sistemas de control, los sistemas eléctricos, los sistemas estructurales y los componentes de maquinaria excepto bombas y compresores, por lo que no serán tomados en cuenta para el cálculo de riesgo en forma cuantitativa.

En el presente estudio se realizará este análisis a todos los elementos que conforman la caldera y que están considerados dentro de la norma API 581, para ello se ha dividido al equipo en zonas, las mismas que tienen diferentes características y por ende diferentes métodos de calcular los índices de riesgo. Estas zonas se describen a continuación:

- **Tubos.-** Esta zona esta conformada por todas las secciones que conducen el vapor a través de la caldera. Las secciones que conforman los tubos son la siguientes:

1. Tubos de banco generador.
2. Tubos de pared lateral izquierda (lado sur).
3. Tubos de pared lateral derecha (lado norte).
4. Tubos de pared posterior.
5. Tubos de techo del hogar.
6. Tubos de pared frontal.
7. Tubos de piso del hogar.
8. Tubos de pantalla.
9. Tubos del sobrecalentador.
10. Tubos alimentadores.
11. Tubos de retorno.
12. Tubo de vapor saturado.
13. Tubo del atemperador.
14. Cabezales del sobrecalentador.
15. Cabezales de tubos de pared lateral.

- **Domos.-** Esta zona esta conformada por todos los domos que tiene el equipo. Esta caldera posee dos domos:

1. Domo de vapor.
 2. Domo de agua.
- **Otros Elementos.-** Los demás elementos del equipo que no están en las otras zonas:
 1. Ducto de gases.
 2. Ducto de aire.

A pesar de que la norma considera analizar las tuberías y los elementos rotativos como las bombas, éstos no fueron incluidos dentro del análisis por no poseer suficiente información, sin embargo deberán incluirse en un próximo programa de inspección basada en riesgo ya que los mismos forman parte del sistema

En la tabla 3.5 se indican las zonas y el juego de agujeros seleccionado para cada una de las distintas secciones. Dependiendo del tamaño de los agujeros que se seleccione es que se obtendrán los diferentes niveles de riesgo en el equipo.

Debe tenerse muy en cuenta todos los pasos indicados para seleccionar el juego de agujeros más adecuado de acuerdo a lo que se indicó en el párrafo 1.2.3.

TABLA 3.5
JUEGO DE AGUJEROS EMPLEADOS PARA EL ANALISIS
CUANTITATIVO A LA CALDERA YB-7005

ZONA	Diam. (in)	JUEGO DE AGUJEROS			
		¼"	1"	4"	RUPTURA
Tubos de banco generador	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pared lateral izquierda	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pared lateral derecha	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pared posterior	2.5	✓	✓		✓
Tubos de techo del hogar	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pared frontal A	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pared frontal B	2.5	✓	✓		✓
Tubos de piso del hogar	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pantalla	2.5	✓	✓		✓
Tubos del sobrecalentador	2.5	✓	✓		✓
Tubos alimentadores	3	✓	✓		✓
Tubos de retorno	4	✓	✓		✓
Tubo de vapor saturado	10	✓	✓	✓	✓
Tubo de atemperador	10	✓	✓	✓	✓
Cabezales sobrecalentador	12.75	✓	✓	✓	✓
Cabezales de tubos laterales	12.75	✓	✓	✓	✓
Domo de vapor	30.375	✓	✓	✓	✓
Domo de agua	20.75	✓	✓	✓	✓
Ducto de gases	-	✓	✓	✓	✓
Ducto de aire	-	✓	✓	✓	✓

3.3.1. Módulos técnicos empleados en el análisis cuantitativo.

Dentro del análisis cuantitativo, para el cálculo de la probabilidad ajustada es necesario identificar los mecanismos de daño presentes y potenciales a los que están sometidos los elementos del equipo que se esta analizando. Es una parte fundamental en el análisis cuantitativo establecer el mecanismo

de daño antes de empezar a desarrollar los módulos técnicos. El tiempo entre inspecciones es determinado en base al subfactor de módulo técnico.

Para los mecanismos de daños más comunes dentro de refinerías, la norma API 581 ha desarrollado una serie de módulos técnicos cuya finalidad es la de ajustar el valor de la probabilidad genérica de falla. Cada módulo técnico ha sido estructurado teniendo en cuenta el mecanismo de daño al que está sometido el elemento que se está estudiando. Estos módulos son:

1. Módulo técnico para reducción de espesor.
2. Módulo técnico para agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo.
3. Módulo técnico para ataque por hidrógeno a altas temperaturas.
4. Módulo técnico para tubos de hornos.
5. Módulo técnico para fatiga mecánica.
6. Módulo técnico para fracturas por fragilización.
7. Módulo técnico para recubrimientos del equipo.
8. Módulo técnico para daños externos.

A continuación se describen cada uno de los módulos:

Módulo técnico de para reducción de espesor.- El cálculo de éste módulo, obedece a la relación descrita en la ecuación 3.1:

$$\frac{ar}{t} \quad .(ec.3.1)$$

Donde *a* representa el tiempo en el que el equipo ha estado sometido a las condiciones que hacen que el espesor del mismo disminuya, *r* la tasa de corrosión y *t* es el espesor al inicio del tiempo que el equipo ha estado sometido al mecanismo de daño.

El subfactor de módulo técnico para disminución de espesor es determinado a partir de la tabla indicada en el apéndice D, tomando como referencia la categoría de efectividad de inspección, la misma que se detalla en la tabla 3.6

En adición, éste subfactor es ajustado por el factor de sobrediseño, el cual es obtenido a partir de la relación que se indica en la ecuación 3.2.

$$\frac{Tact}{(Tact - CA)} \quad (ec.3.2)$$

En donde **T_{actual}** representa el espesor actual y **CA** la corrosión permitida. El factor de sobrediseño se da en la tabla 3.7

TABLA 3.6

**APRECIACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN PARA EL
MODULO TECNICO DE REDUCCION DE ESPESOR**

Efectividad	Tipo de Inspección
Alta	50-100% de examinación de la superficie acompañado con medición ultrasónica de espesores
Normal	20% de examinación y mediciones puntuales de espesores
Regular	Examinación visual sin medición de espesores
Mala	Solo medición de espesores puntuales
No efectiva	No se inspecciona

TABLA 3.7

FACTOR DE SOBREDISEÑO

T_{actual}/(T_{actual} – CA)	Factor de sobrediseño
1.0 a 1.5	1
> 1.5	0.5

Módulo técnico de para agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo.- El primer paso para determinar el valor correspondiente a este subfactor consiste en determinar la susceptibilidad para el mecanismo de daño. Para el caso que se

estudia, el único mecanismo que podría estar presente es el de agrietamiento cáustico.

Una vez determinada la susceptibilidad, el siguiente paso consiste en determinar el índice de severidad. El índice es determinado en base a la tabla 3.8.

TABLA 3.8

INDICE DE SEVERIDAD PARA AGRIETAMIENTO CAUSTICO

Susceptibilidad	Índice de severidad
Alta	5000
Media	500
Baja	50
No susceptible	1

El valor obtenido a partir del índice de severidad es empleado en la tabla que se da en el apéndice E para determinar el subfactor de módulo técnico para daños por agrietamiento cáustico. Debe considerarse la efectividad de inspección, la misma que se detalla en la tabla 3.9.

Finalmente este subfactor debe ser ajustado por el tiempo, multiplicando el valor obtenido por el número de años desde la última inspección.

TABLA 3.9

**APRECIACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN PARA EL
MÓDULO TÉCNICO DE AGRIETAMIENTO CAUSTICO**

Efectividad	Tipo de Inspección
Alta	Pruebas de partículas magnéticas o tintas penetrantes en un 25-100% de soldaduras/codos
Normal	Pruebas de partículas magnéticas o tintas penetrantes en un 10-24% de soldaduras/codos
Regular	Pruebas de partículas magnéticas o tintas penetrantes en menos del 10% de soldaduras/codos
Mala	Inspección Visual
No efectiva	No se inspecciona

Módulo técnico de para ataque por hidrógeno a altas temperaturas.- El desarrollo de este módulo obedece al desarrollo del parámetro P_v indicado en la ecuación 3.3:

$$P_v = \log(P_{H_2}) + 3.09 \times 10^{-4} (T)(\log(t_h) + 14) \quad (\text{ec.3.3})$$

En donde P_{H_2} indica la presión parcial de hidrógeno en Kgf/cm^2 , T es la temperatura en $^{\circ}\text{K}$ y t_h representa el tiempo en horas.

Con el valor determinado del parámetro P_v , se determina la susceptibilidad. Este valor esta estipulado en la tabla 3.10:



TABLA 3.10

**SUSCEPTIBILIDAD DE ACEROS AL CARBONO Y ACEROS DE BAJA
ALEACION AL ATAQUE POR HIDROGENO**

Materiales	Factores Pv críticos / Susceptibilidad			
	Alta	Media	Baja	No
Acero al carbono	$P_v > 4.70$	$4.61 < P_v \leq 4.70$	$4.53 < P_v \leq 4.61$	$P_v \leq 4.53$
1 ¼ Cr ½ Mo	$P_v > 6.00$	$5.92 < P_v \leq 6.00$	$5.83 < P_v \leq 5.92$	$P_v \leq 5.83$



Adicionalmente debe considerarse la categoría de efectividad de inspección para ajustar el valor del módulo. En la tabla 3.11 se indica la apreciación para cuantificar la efectividad de inspección.

TABLA 3.11

**APRECIACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN PARA EL
MODULO TECNICO DE ATAQUE POR HIDROGENO**

Efectividad	Tipo de Inspección
Alta	Ninguna
Normal	Extensiva técnica avanzada de barrido ultrasónico o extensiva metalografía en sitio
Regular	Puntual técnica de barrido ultrasónico o puntual metalografía en sitio
Mala	Barrido ultrasónico mas atenuación
No efectiva	Únicamente atenuación.



El valor final del módulo se determina a partir de la tabla indicada en el apéndice E.

Módulo técnico para tubos de horno.- Este módulo fue desarrollado para que sea aplicado a tubos de horno que son usados para calentar algún tipo de fluido empleado en el proceso. El módulo en sí sirve para ajustar la probabilidad de falla en el caso que existan daños debidos a la fluencia. En una caldera, este modulo se puede emplear para calcular el subfactor de módulo técnico para los tubos que forman el hogar.



El primer paso en el desarrollo de este módulo consiste en determinar el valor de la temperatura elástica del metal en base al material de construcción. Conocido este parámetro, la norma establece que si la temperatura de metal del tubo (TMT) es igual a la temperatura elástica del metal (TEM), se debe determinar el valor del subfactor de módulo técnico para fluencia a largo plazo. Si no son iguales las temperaturas, se debe considerar como 1 el valor del subfactor de módulo técnico para fluencia a largo plazo.



En la tabla 3.12 se indican los valores correspondientes a la temperatura elástica del metal para los materiales del que están

hechos los tubos de las paredes y del sobrecalentador en la caldera.

TABLA 3.12

TEMPERATURA LIMITE PARA FLUENCIA

Tipo de material	Temperatura Elástica (°F)
Acero al carbono	770
1 ¼ Cr – ½ Mo	930

Para determinar el subfactor de módulo técnico por fluencia a corto plazo, se emplea la ecuación 3.4:

$$TMSF_{ST} = 0.55e^{13FF} \quad (\text{ec.3.4})$$

En donde **FF** es el factor de falla que se obtiene a partir de la ecuación 3.5:

$$FF_{ST} = \min(0.05e^{0.0422(\Delta T_{oh} - \Delta T_{5\%})}, 1.0) \quad (\text{ec.3.5})$$

Donde ΔT_{oh} representa la severidad de posible sobrecalentamiento en °F, es decir el rango de temperatura entre 0 y 300°F que puede subir el metal sobre la temperatura de diseño. $\Delta T_{5\%}$ representa la temperatura de

sobrecalentamiento, éste valor es determinado a partir de la ecuación 3.6:

$$\Delta T_{5\%} = 35.5 \ln(1029 / t_{oh}) \quad (\text{ec.3.6})$$

En donde t_{oh} es el tiempo de la duración de un posible extremo sobrecalentamiento en horas.

El valor del subfactor de módulo técnico debido para tubos de horno es ajustado por el factor de monitoreo en línea. Si no existe monitoreo deberá dividirse para 1, si diariamente se realizan ajustes al quemador por operaciones y se inspecciona visualmente el quemador deberá dividirse para 50, si se realiza termografía o si existen termocuplas para la superficie de los tubos, deberá dividirse para 100.

El valor final del subfactor de módulo técnico para tubos de horno es el mayor valor entre el subfactor por fluencia a largo plazo y el subfactor por fluencia a corto plazo.

Módulo técnico para fatiga mecánica.- Este módulo se aplica únicamente a sistemas de tuberías y toma en cuenta todas las fallas previas que ha tenido la tubería que se está analizando.

Para el caso que se estudia, este módulo solo será aplicado al tubo del vapor saturado y al tubo del atemperador.

El primer paso consiste en determinar la susceptibilidad base en relación a las previas fallas. Si no existe ninguna falla, se emplea un valor de 1, si hay una falla se utiliza un valor de 50 y si el número de fallas es mayor a 1 se utiliza un valor de 500.

El siguiente paso consiste en determinar la cantidad de vibraciones audibles, visibles y de acuerdo a esto se aplica el valor de susceptibilidad. Si es menor, el valor es de 1, si es moderado, el valor es de 50 y si es severo, el valor es de 500. Este valor deberá ajustarse en relación al tiempo en el que la tubería ha estado vibrando. Si el tiempo es de 0 a 2 semanas, deberá multiplicarse por 1, si el tiempo es de 2 a 13, deberá multiplicarse por un factor de 0.2 y si el tiempo es de 13 a 52 se deberá multiplicarse por un factor de 0.02.

El tercer paso consiste en determinar la fuente que puede causar la tensión cíclica en la tubería en aproximadamente 50 pies de la tubería y de acuerdo a esto aplicar la susceptibilidad base. Si existe la presencia de algún tipo de maquinaria reciprocante, se considera un valor de susceptibilidad de 50, si

hay alguna fuente de vibración menor, se debe considerar un valor de 25, si hay la presencia de algún tipo de válvula que provoque caídas bruscas de presión, se debe considerar un valor de 10 y si no existe ninguna fuente, deberá considerarse un valor de 1.

El cuarto paso consiste en determinar el valor mayor de entre los determinados en los 3 pasos anteriores, éste valor es el valor total de susceptibilidad de falla por fatiga.

El quinto paso consiste en ajustar este valor en base a las acciones correctivas que se tomarían en el caso de que se presentase algún tipo de daño. Estos valores se indican en la tabla 3.13.

TABLA 3.13

ACCIONES CORRECTIVAS TOMADAS

Acción correctiva	Factor de ajuste
Modificación basada en un completo análisis de ingeniería	0.002
Modificaciones basadas en la experiencia	0.2
No hay modificaciones	2

El sexto paso consiste en ajustar el valor debido a la complejidad del sistema de tuberías. Así, si hay de 0 a 5 ramificaciones o accesorios, deberá multiplicarse por un factor de 0.5, si hay de 5 a 10 deberá multiplicarse por un factor de 1 y si el número es mayor a 10 deberá multiplicarse por 2.

El séptimo paso consiste en ajustar el valor obtenido en el paso anterior mediante la multiplicación por los factores, dependiendo del tipo de junta diseñada. Si el ajuste es roscado, deberá multiplicarse por un valor de 2 y si el ajuste es soldado, deberá multiplicarse también por un valor de 2.

El octavo paso consiste en ajustar el valor de acuerdo a las condiciones en las que se encuentre la tubería que se está analizando. Si los soportes están perdidos o dañados, no soportan adecuadamente la tubería, están rotos, o están soldados directamente a la tubería deberá multiplicarse por un factor de 2. Por el contrario, si están en buenas condiciones deberá multiplicarse por un factor de 1.

El noveno paso consiste en ajustar el valor obtenido en relación al diámetro de las ramificaciones. Si los diámetros de las ramificaciones son menores a 2 pulgadas, deberá multiplicarse

por un factor de 1, y si todas las ramificaciones tienen diámetros mayores a 2 pulgadas el factor de ajuste es 0.02. El valor obtenido en éste último paso es el valor que corresponde al subfactor de módulo técnico por vibración.

Módulo técnico para fracturas por fragilización.- El primer paso para determinar el valor correspondiente a éste módulo consiste en determinar el parámetro T_{\min} , el mínimo valor de la temperatura entre la temperatura de diseño, la temperatura de operación y la temperatura anormal de operación.

El siguiente paso consiste en determinar la temperatura T_{ref} en base al mínimo valor de la temperatura entre la temperatura de prueba de impacto, la temperatura de exención y la mínima temperatura de diseño del metal.

Consecuentemente se debe calcular el valor indicado en la ecuación 3.7:

$$T_{\min} = (T_{ref} + \Delta FATT) \quad (\text{ec.3.7})$$

En donde T_{\min} corresponde al valor determinado en el primer paso (°F), T_{ref} el valor determinado en el segundo paso (°F), y $\Delta FATT$ es la temperatura de transición para la fractura (°F).

Finalmente debe considerarse si es que se ha efectuado algún tratamiento térmico de post suelda. De acuerdo a esto debe utilizarse la tabla indicada en el apéndice F para determinar el valor correspondiente al módulo técnico para fracturas por fragilización.

Módulo para recubrimientos del equipo.- Para desarrollar éste módulo, el primer paso consiste en determinar el factor de falla debido al recubrimiento. Este factor ésta tabulado en la norma y es el que se indica en la tabla 3.14.

Es muy importante reconocer el tipo de recubrimiento que tiene el elemento que se está analizando.

TABLA 3.14

FACTORES DE FALLA PARA RECUBRIMIENTOS

Años desde la última inspección	Aislamiento Refractario	Aislamiento de lana de vidrio
1	0.5	3
2	1	4
3	2	6
4	4	7
5	9	9
6	16	11
7	30	13

El paso siguiente consiste en ajustar el valor obtenido en el paso anterior, para ello empleamos los criterios que se dan en la tabla 3.15. Estos criterios asignan un valor multiplicador en base a las condiciones en las que se encuentre el equipo.

TABLA 3.15

FACTORES AJUSTE PARA CONDICION DE RECUBRIMIENTOS

Condición	Descripción	Factor
Mala	El recubrimiento presenta fallas y o ha presentado fallas que pueden ocasionar daños en el futuro	10
Aceptable	El recubrimiento no presenta signos de excesivo ataque por cualquier mecanismo, reparaciones locales pueden hacerse pero en general el estado es bueno	2
Buena	El recubrimiento esta en excelentes condiciones y no presenta signos de ataque por cualquier mecanismo.	1

El siguiente paso es determinar el ajuste debido al monitoreo en línea que se le haga al equipo. Bajo estas condiciones si es que se conoce que el programa de monitoreo en línea resulta altamente efectivo, deberá multiplicarse el factor de falla por 0.1. Ejemplos de un monitoreo efectivo son termografía o pintura sensitiva al calor (para recubrimientos refractarios) y detección por resistencia eléctrica para recubrimientos de lana de vidrio.

El último paso consiste en determinar la suma de los otros módulos técnicos, si la suma resultara menor, debe considerarse el valor de esta suma y obviarse el valor obtenido en éste módulo. En caso contrario si el valor de la suma resultara mayor, también deberá considerarse el valor de éste módulo.

Módulo técnico para daños externos.- Este módulo abarca principalmente el fenómeno de corrosión bajo aislamiento. La norma indica que para temperaturas de operación superiores a los 250 °F no se lo debe considerar. Como en el caso que se estudia la temperatura de operación es superior a los 250 °F, éste módulo será obviado.

Para ajustarse a los distintos módulos presentes en la norma, se considerarán los todos los mecanismos de daño que se indican. En la tabla 3.16 se muestran los módulos técnicos que serán aplicados a todos los elementos de la caldera.

Es importante tener en cuenta todos los mecanismos de daños a los que están sometidos los elementos de la caldera. Cabe notar que la norma estipula que si se llega a emplear el módulo para tubos de horno, entonces éste reemplazará al módulo para

reducción de espesor, ya que el mismo está incluido dentro del módulo técnico para tubos de horno.

TABLA 3.16

MODULOS TECNICOS EMPLEADOS PARA TUBOS Y DEMAS ZONAS DE LA CALDERA YB-7005

ELEMENTO	MODULOS TECNICOS							
	Reducción espesor	Corrosión bajo esfuerzo	Ataque por hidrogeno	Tubos de horno	Fatiga Mecánica	Daños por Fragilización	Recubrimiento	Daños Externos
Tubos de banco generador		↙	↙	↙				
Tubos de pared lateral izquierda		↙	↙	↙			↙	
Tubos de pared lateral derecha		↙	↙	↙			↙	
Tubos de pared posterior		↙	↙	↙				
Tubos de techo del hogar		↙	↙	↙				
Tubos de pared frontal		↙	↙	↙				
Tubos de piso del hogar		↙	↙	↙			↙	
Tubos de pantalla		↙	↙	↙				
Tubos del sobrecalentador		↙	↙	↙		↙		
Tubos alimentadores	↙	↙	↙				↙	
Tubos de retorno	↙	↙	↙					
Tubo de vapor saturado	↙	↙	↙		↙		↙	
Tubo de atemperador	↙	↙	↙		↙		↙	
Cabezales sobrecalentador	↙	↙	↙					
Cabezales de tubos laterales	↙	↙	↙				↙	
Domo de vapor	↙	↙	↙				↙	
Domo de agua	↙	↙	↙				↙	
Ducto de gases	↙						↙	
Ducto de aire	↙						↙	

3.3.2. Probabilidad de falla.

El valor de la probabilidad ajustada de falla obedece a la ecuación 1.1:

$$Frecuencia_{ajustada} = Frecuencia_{genérica} \times F_E \times F_M \quad (\text{ec.1.1})$$

Como se mencionó en la sección 1.2.3, los valores de probabilidades genéricas de falla están sugeridos en la norma API 581. Estos valores han sido determinados a partir de registros de compañías, de fuentes bibliográficas y de bases de datos comerciales. Estos valores de frecuencia que sugiere la norma representan a una industria en general.

La frecuencia genérica de falla o probabilidad genérica de falla, puede interpretarse como el número de veces que un elemento podría fallar en un determinado período de tiempo, por lo general este período considerado en los estudios es de un año.

Para los elementos de la caldera a los que se les va a realizar el análisis, se tiene los siguientes valores de probabilidad sugeridos por la norma y que se detallan en la tabla 3.17.

TABLA 3.17

**VALORES SUGERIDOS DE PROBABILIDAD GENERICA DE FALLA
PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA YB-7005**

ZONA	Probabilidad de falla (por año para tamaño de agujero)			
	1/4 in.	1 in.	4 in.	Ruptura
Tubos de banco generador	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pared lateral izquierda	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pared lateral derecha	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pared posterior	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de techo del hogar	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pared frontal A	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pared frontal B	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de piso del hogar	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pantalla	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos del sobrecalentador	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos alimentadores	9×10^{-7}	6×10^{-7}	-	7×10^{-8}
Tubos de retorno	9×10^{-7}	6×10^{-7}	-	7×10^{-8}
Tubo de vapor saturado	2×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Tubo de atemperador	2×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Cabezales sobrecalentador	1×10^{-7}	3×10^{-7}	3×10^{-8}	2×10^{-8}
Cabezales de tubos laterales	1×10^{-7}	3×10^{-7}	3×10^{-8}	2×10^{-8}
Domo de vapor	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Domo de agua	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Ducto de gases	6×10^{-8}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	1×10^{-8}
Ducto de aire	6×10^{-8}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	1×10^{-8}

Una vez determinados los valores de probabilidad genérica de falla, deberá determinarse el factor de modificación de equipo. Este factor esta formado por la suma de los siguientes subfactores: Subfactor de módulo técnico, subfactor universal, subfactor mecánico y subfactor de proceso. Todos los datos

iniciales que se emplearán en el análisis se describen en el apéndice C.

El cálculo de los subfactores involucrados en la determinación del subfactor de modificación de equipo, se detalla a continuación:

Subfactor de Módulo Técnico.- Este subfactor resulta de la suma de todos los subfactores para todos los mecanismos de daño presentes.

El primer mecanismo de daño a los que están sometidos los elementos de la caldera es la reducción de espesor, por lo que se empleará respectivo módulo técnico que establece la norma API 581. Este módulo no será empleado para los tubos ya que la norma indica que si se emplea el módulo para tubos de horno, éste remplazará al módulo para reducción de espesor.

Empleando las ecuaciones 3.1 y 3.2 y utilizando los datos proporcionados en el apéndice C tenemos los siguientes resultados que se indican en las tablas 3.18 y 3.19.

TABLA 3.18

MODULO TECNICO PARA REDUCCION DE ESPESOR

Mecanismo de daño: Reducción de espesor generalizado				
Tiempo entre inspecciones: 5,9 años				
Efectividad de inspección: Normal				
Zona	r (in/yr)	t (in)	(a*r)/t	TMSF
Tubos alimentadores	0,001000	0,207	0,03	1
Tubos de retorno	0,001186	0,233	0,03	1
Tubo de vapor saturado	0,001000	0,682	0,01	1
Tubo de atemperador	0,001000	0,682	0,01	1
Cabezales sobrecalentador	0,001017	1,000	0,01	1
Cabezales de tubos laterales	0,001695	1,000	0,01	1
Domo de vapor	0,001000	2,013	0,003	1
Domo de agua	0,001000	2.588	0,002	1
Ducto de gases	0,002712	0,259	0,06	1
Ducto de aire	0,002373	0,261	0,05	1

TABLA 3.19

MODULO TECNICO FINAL PARA REDUCCION DE ESPESOR

Zona	CA	$T_{act}/(T_{act}-CA)$	FSD	TMSF Final
Tubos alimentadores	0,027	1,16	1	1
Tubos de retorno	0,030	1,15	1	1
Tubo de vapor saturado	0,089	1,15	1	1
Tubo de atemperador	0,089	1,15	1	1
Cabezales sobrecalentador	0,125	1,14	1	1
Cabezales de tubos laterales	0,125	1,14	1	1
Domo de vapor	0,263	1,15	1	1
Domo de agua	0,338	1,15	1	1
Ducto de gases	0,025	1,11	1	1
Ducto de aire	0,025	1,11	1	1

El siguiente módulo técnico esta basado en el mecanismo de daño debido a la corrosión bajo esfuerzo. De acuerdo a la norma, si los tubos han sido sometidos a un tratamiento de relevado de esfuerzos, no son susceptibles a daños por agrietamiento cáustico. Empleando las tablas 3.8, 3.9 y el apéndice E, tenemos los resultados que se dan en la tabla 3.20

TABLA 3.20

MODULO TECNICO PARA CORROSION BAJO ESFUERZO

Mecanismo de daño: Agrietamiento Cáustico				
Efectividad de inspección: Mala				
Zona	Índice de Severidad	TMSF	t (yr)	TMSF Final
Tubos banco generador	1	1	5,9	5,9
Tubos pared lateral izquierda	1	1	5,9	5,9
Tubos pared lateral derecha	1	1	5,9	5,9
Tubos pared posterior	1	1	5,9	5,9
Tubos techo del hogar	1	1	5,9	5,9
Tubos pared frontal A	1	1	5,9	5,9
Tubos pared frontal B	1	1	5,9	5,9
Tubos piso del hogar	1	1	5,9	5,9
Tubos de pantalla	1	1	5,9	5,9
Tubos del sobrecalentador	1	1	5,9	5,9
Tubos alimentadores	1	1	5,9	5,9
Tubos de retorno	1	1	5,9	5,9
Tubo de vapor saturado	1	1	5,9	5,9
Tubo de atemperador	1	1	5,9	5,9
Cabezales sobrecalentador	1	1	5,9	5,9
Cabezales de tubos laterales	1	1	5,9	5,9
Domo de vapor	1	1	5,9	5,9
Domo de agua	1	1	5,9	5,9

El tercer módulo técnico está orientado a ajustar la probabilidad de falla en el caso que exista un ataque por hidrógeno a altas temperaturas. Para ello es necesario emplear la ecuación 3.3. El valor correspondiente a la presión parcial de hidrógeno PH_2 , se obtiene a partir de la expresión:

$$PH_2 = y_i \times P_m \quad (\text{ec.3.8})$$

En donde y_i es la fracción molar y P_m es la presión a la que se encuentra el elemento. Para el caso de la caldera se considerará que todos los elementos se encuentran a la misma presión, es decir la presión de trabajo (41.7 Kg/cm^2). Multiplicando el número de moles que hay tanto en el hidrógeno como el oxígeno por su respectiva masa atómica, se tiene:

$$\text{Hidrógeno: } 2 \times 1 = 2$$

$$\text{Oxígeno: } 1 \times 16 = 16$$

$$\text{Masa total: } 18$$

Calculando los porcentajes en peso del valor total de la masa atómica se tiene:

$$\text{Hidrógeno: } 2/(2+16) = 0,111$$

$$\text{Oxígeno: } 16/(2+16) = 0,889$$

Dividiendo el valor de los porcentajes en peso para su correspondiente número de moles, tenemos:

$$\text{Hidrógeno: } 0,111 / 2 = 0,0556$$

$$\text{Oxígeno: } 0,889 / 16 = 0,0556$$

$$\text{Total: } 0,1111$$

Calculando los porcentajes volumétricos correspondientes (y_i) del valor total se tiene:

$$\text{Hidrógeno: } 0,0556 \times 100 / 0,1111 = 50\%$$

$$\text{Oxígeno: } 0,0556 \times 100 / 0,1111 = 50\%$$

Multiplicando el porcentaje obtenido para el hidrógeno por el valor de la presión de trabajo, se obtiene el valor de la presión parcial de hidrógeno.

$$P_{H_2} = 0,5 \times 41,7 \text{ Kgf/cm}^2 = 20,85 \text{ Kgf/cm}^2.$$

Los resultados obtenidos a partir del módulo técnico para ataque por hidrógeno se dan en la tabla 3.21.

TABLA 3.21

MODULO TECNICO PARA ATAQUE POR HIDROGENO

Mecanismo de daño: Ataque por hidrógeno.					
Tiempo entre inspecciones: 5,9 años (51,816 horas)					
Efectividad de inspección: Mala.					
Zona	PH₂ Kgf/cm²	T °K	PV	SUSC.	TMSF
Tubos banco generador	20,85	560,78	4,562	BAJA	20
Tubos pared lateral izquierda	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Tubos pared lateral derecha	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Tubos pared posterior	20,85	560,78	4,562	BAJA	20
Tubos techo del hogar	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Tubos pared frontal A	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Tubos pared frontal B	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Tubos piso del hogar	20,85	505,22	4,241	NO	1
Tubos de pantalla	20,85	616,33	4,883	ALTA	2000
Tubos del sobrecalentador	20,85	644,11	5,044	NO	1
Tubos alimentadores	20,85	505,22	4,241	NO	1
Tubos de retorno	20,85	533,00	4,401	NO	1
Tubo de vapor saturado	20,85	533,00	4,401	NO	1
Tubo de atemperador	20,85	505,22	4,241	NO	1
Cabezales sobrecalentador	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Cabezales de tubos laterales	20,85	533,00	4,401	NO	1
Domo de vapor	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Domo de agua	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000

El cuarto módulo es empleado para ajustar la probabilidad en caso de fallas por fluencia. El desarrollo de este módulo asume que los tubos están directamente expuestos al fuego, absorbiendo calor y encerrados, por lo que se empleará en el caso de los tubos que conforman el hogar de la caldera.

La norma indica que dentro del cálculo de este módulo si es que los tubos han sido expuestos a sobrecalentamiento, deberá considerarse altos valores de t_{oh} , y ΔT_{oh} .

Los resultados obtenidos siguiendo el procedimiento para el cálculo que se detallo en el párrafo 3.3.1 se dan en las tablas 3.22, 3.23 y 3.24.

TABLA 3.22

MODULO TECNICO PARA TUBOS DE HORNO

Mecanismo de daño: Sobrecalentamiento de larga duración.					
Zona	TMT (°F)	TEM (°F)	TMSF LT	t_{oh}	$\Delta T_{5\%}$
Tubos banco generador	550	770	1	100	82,76
Tubos pared lateral izquierda	600	770	1	100	82,76
Tubos pared lateral derecha	600	770	1	100	82,76
Tubos pared posterior	500	770	1	100	82,76
Tubos techo del hogar	600	770	1	100	82,76
Tubos pared frontal A	600	770	1	100	82,76
Tubos pared frontal B	600	770	1	150	82,76
Tubos piso del hogar	450	770	1	50	107,36
Tubos de pantalla	650	770	1	150	68,36
Tubos del sobrecalentador	700	930	1	150	68,36

TABLA 3.23

MODULO TECNICO PARA TUBOS DE HORNO (CONTINUACION)

Mecanismo de daño: Sobrecalentamiento de corta duración.			
Zona	ΔT_{oh}	FF	TMSF ST
Tubos banco generador	150	0,854	36370,869
Tubos pared lateral izquierda	150	0,854	36370,869
Tubos pared lateral derecha	150	0,854	36370,869
Tubos pared posterior	150	0,854	36370,869
Tubos techo del hogar	150	0,854	36370,869
Tubos pared frontal A	150	0,854	36370,869
Tubos pared frontal B	150	0,854	36370,869
Tubos piso del hogar	50	0,004	0,583
Tubos de pantalla	150	1	243327,366
Tubos del sobrecalentador	150	1	243327,366

TABLA 3.24

MODULO TECNICO FINAL PARA TUBOS DE HORNO

Zona	FM	TMSF ST Ajustado	TMSF Final
Tubos banco generador	50	727,417	727,417
Tubos pared lateral izquierda	50	727,417	727,417
Tubos pared lateral derecha	50	727,417	727,417
Tubos pared posterior	50	727,417	727,417
Tubos techo del hogar	50	727,417	727,417
Tubos pared frontal A	50	727,417	727,417
Tubos pared frontal B	50	727,417	727,417
Tubos piso del hogar	50	0,012	1
Tubos de pantalla	50	4866,547	4866,547
Tubos del sobrecalentador	50	4866,547	4866,547

El quinto módulo está relacionado con las fallas debido a fatiga mecánica, principalmente en lo que tiene que ver con el

fenómeno de vibración. Es por ello que este módulo se aplica únicamente a tuberías y por lo tanto solo se le aplicará al tubo de vapor saturado y al tubo del atemperador.

Considerando que ambos tubos no presentan ninguna falla previa, el valor de la primera susceptibilidad base determinada es de 1.

Adicionalmente como no existen vibraciones audibles ni visibles el siguiente valor de susceptibilidad es también de 1. Ajustando este valor de acuerdo a lo que sugiere la norma, es decir multiplicándolo por 1 debido a que la tubería no ha estado vibrando tenemos un valor de segunda susceptibilidad de 1.

El tercer valor de susceptibilidad es determinado por la fuente que puede generar la vibración. Si no existe alguna fuente cercana, se considera un valor de 1.

El valor total de susceptibilidad por fatiga es el mayor valor de los 3 determinados anteriormente, por lo que este valor es 1.

Para obtener el valor final de este módulo, este valor deberá ser modificado por los siguientes factores: Factor de ajuste (FA), factor de complejidad (FC), factor de división (FD), factor de condición (FCD) y factor de ramificación (FR), los mismos que

ya fueron explicados en el párrafo 3.3.1 y se indican en la tabla 3.25

TABLA 3.25
MODULO TECNICO PARA DAÑO MECANICO

Mecanismo de daño: Fatiga mecánica.							
Zona	SUSC	FA	FCM	FD	FCD	FR	TMSF Final
Tubo de vapor saturado	1	2	0,5	2	1	1	2
Tubo de atemperador	1	2	0,5	2	1	1	2

El sexto módulo abarca los daños debidos a fragilización. De acuerdo a la norma, los elementos que están hechos de 1 ¼ Cr – ½ Mo y que se encuentren operando entre 650°F y 1070°F son susceptibles a este mecanismo de daño. Debido a ello sólo serán considerados dentro de este módulo los tubos del sobrecalentador. En la tabla 3.26 se indican los resultados obtenidos del cálculo del módulo.

TABLA 3.26
MODULO TECNICO PARA DAÑO POR FRAGILIZACION

Mecanismo de daño: Fracturas por fragilización.					
Zona	Tmin °F	Tref °F	ΔFATT °F	TPS	TMSF
Tubos del sobrecalentador	700	752	150	SI	0

El séptimo módulo está relacionado con daños debido al recubrimiento. Este módulo considera parámetros como el estado del aislamiento así como también los años desde la última inspección.

Considerando que todos los tubos tienen como aislamiento lana de vidrio excepto los del piso del horno que tienen aislamiento refractario, y con los datos que se dan en la tabla 3.15, tenemos los resultados se dan en la tabla 3.27.

TABLA 3.27

MODULO TECNICO PARA DAÑO AL RECUBRIMIENTO

Mecanismo de daño: Daños en el recubrimiento aislante.				
Zona	Factor de falla	Condición	FM	TMSF
Tubos pared lateral izquierda	11	1	1	11
Tubos pared lateral derecha	11	1	1	11
Tubos piso del hogar	16	2	1	32
Tubos alimentadores	11	1	1	11
Tubo de vapor saturado	11	1	1	11
Tubo de atemperador	11	1	1	11
Cabezales de tubos de pared	11	1	1	11
Domo de vapor	11	1	1	11
Domo de agua	11	1	1	11
Ducto de gases	11	1	1	11
Ducto de aire	11	1	1	11

El último módulo desarrollado en la norma establece el mecanismo de daño externo. Este módulo es considerado

siempre que la temperatura de operación esté entre 10°F y 250°F. Debido a que la temperatura de operación es mucho mayor el mismo será obviado.

El subfactor de módulo técnico total resulta a partir de la suma de todos los módulos técnicos determinados para cada distinto mecanismo de daño. Este valor se indica en la tabla 3.28.

TABLA 3.28
SUBFACTOR MODULO TECNICO

Zona	TMSF
Tubos banco generador	753,317
Tubos pared lateral izquierda	2744,32
Tubos pared lateral derecha	2744,32
Tubos pared posterior	753,317
Tubos techo del hogar	2733,32
Tubos pared frontal A	2733,32
Tubos pared frontal B	2733,32
Tubos piso del hogar	39,9
Tubos de pantalla	6872,45
Tubos del sobrecalentador	4873,45
Tubos alimentadores	18,9
Tubos de retorno	7,9
Tubo de vapor saturado	20,9
Tubo de atemperador	20,9
Cabezales sobrecalentador	2006,9
Cabezales de tubos laterales	18,9
Domo de vapor	2017,9
Domo de agua	2017,9
Ducto de gases	12
Ducto de aire	12

El siguiente paso en el cálculo del factor de modificación de equipo consiste en la determinación del subfactor universal. Como se indico en el capítulo 1 el subfactor universal considera las condiciones en la planta, la temperatura en el invierno y la actividad sísmica en la que se encuentra la planta tal como se indica en la tabla 1.4.

De acuerdo a ello, dado que las condiciones en la planta son iguales a los de las industrias típicas, se asignará un factor de 0. En cuanto a las condiciones ambientales dado que la temperatura en el invierno es por arriba de los 40°F, se le asigna un valor de 0, y en cuanto a la actividad sísmica debido a que nuestro medio es zona sísmica 2 se le asignará un valor de 1. Por lo que el resultado del factor universal es 1. El cálculo del mismo se indica en la tabla 3.29

TABLA 3.29

SUBFACTOR UNIVERSAL PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Item	Valor numérico
Condiciones en la planta	0
Condiciones ambientales	0
Actividad sísmica	1
Subfactor Universal	1



CIB-ESPOL

El siguiente subfactor a calcularse para determinar el factor de modificación de equipo es el subfactor mecánico. Este subfactor depende de los siguientes factores: Complejidad del equipo, código de construcción, ciclo de vida, factores de seguridad y monitoreo de vibraciones.

Para el tubo de vapor saturado y para el tubo de atemperador, al tratarse de sistemas de tuberías se debe considerar la ecuación 1.2. Tomando en cuenta que hay 2 conectores, 1 inyector, no existen ramificaciones ni tampoco válvulas y la longitud de las tuberías que conducen el vapor es de aproximadamente 10 pies, se obtiene un valor para el factor de complejidad por unidad de pie de 4. Empleando este valor en la tabla 1.5 tenemos un valor numérico de 2.

Los resultados del subfactor mecánico para todos los elementos que conforman la caldera, empleando las tablas que se indican en el capítulo 1 se dan en la tabla 3.30.

TABLA 3.30
SUBFACTOR MECANICO

Zona	Complejidad	Código Construcción	Ciclo de vida	Factor Seguridad	Monitoreo vibraciones	Resultado
Tubos banco generador	-1	0	1	2	0	2
Tubos pared lateral izquierda	-1	0	0	2	0	1
Tubos pared lateral derecha	-1	0	0	2	0	1
Tubos pared posterior	-1	0	0	2	0	1
Tubos techo del hogar	-1	0	0	2	0	1
Tubos pared frontal A	-1	0	0	2	0	1
Tubos pared frontal B	-1	0	0	2	0	1
Tubos piso del hogar	-1	0	0	2	0	1
Tubos de pantalla	-1	0	1	2	0	2
Tubos del sobrecalentador	-1	0	1	2	0	2
Tubos alimentadores	-1	0	0	2	0	1
Tubos de retorno	-1	0	0	2	0	1
Tubo de vapor saturado	2	0	0	2	0	4
Tubo de atemperador	2	0	0	2	0	4
Cabezales sobrecalentador	2	0	0	2	0	4
Cabezales de tubos laterales	2	0	0	2	0	4
Domo de vapor	2	0	0	2	0	4
Domo de agua	2	0	0	2	0	4
Ducto de gases	0	0	0	2	0	2
Ducto de aire	0	0	0	2	0	2

El último subfactor involucrado en la determinación del factor de modificación de equipo es el subfactor de proceso. Para determinar este factor se debe considerar las condiciones del

proceso, tanto de evaluación de continuidad, estabilidad, así como también operación de válvulas de alivio.

Los resultados obtenidos de este subfactor, para todos los elementos de la caldera, se dan en la tabla 3.31.

TABLA 3.31

SUBFACTOR DE PROCESO

Item	Valor numérico
Continuidad	0
Estabilidad	0
Válvulas de alivio	-2
Subfactor de Proceso	-2

El factor de modificación de equipo (F_{ME}) resulta de la suma de todos los subfactores obtenidos (Subfactor Módulo Técnico, Subfactor Universal, Subfactor Mecánico y Subfactor de Proceso) para todos los elementos.

El resultado se indica en la tabla 3.32.



TABLA 3.32

FACTOR DE MODIFICACION DE EQUIPO

Zona	Subfactor Modulo técnico	Subfactor Universal	Subfactor Mecánico	Subfactor de Proceso	Resultado
Tubos banco generador	753,317	1	2	-2	754,317
Tubos pared lateral izquierda	2744,32	1	1	-2	2744,317
Tubos pared lateral derecha	2744,32	1	1	-2	2744,317
Tubos pared posterior	753,317	1	1	-2	753,317
Tubos techo del hogar	2733,32	1	1	-2	2733,317
Tubos pared frontal A	2733,32	1	1	-2	2733,317
Tubos pared frontal B	2733,32	1	1	-2	2733,317
Tubos piso del hogar	39,9	1	1	-2	39,900
Tubos de pantalla	6872,45	1	2	-2	6873,447
Tubos del sobrecalentador	4873,45	1	2	-2	4874,447
Tubos alimentadores	18,9	1	1	-2	18,900
Tubos de retorno	7,9	1	1	-2	7,900
Tubo de vapor saturado	20,9	1	4	-2	23,900
Tubo de atemperador	20,9	1	4	-2	23,900
Cabezales sobrecalentador	2006,9	1	4	-2	2009,900
Cabezales de tubos laterales	18,9	1	4	-2	21,900
Domo de vapor	2017,9	1	4	-2	2020,9
Domo de agua	2017,9	1	4	-2	2020,9
Ducto de gases	12	1	2	-2	13
Ducto de aire	12	1	2	-2	13

El paso final en la determinación de la probabilidad, consiste en determinar el factor de evaluación de sistemas de administración. Para ello, se debe responder el cuestionario de 102 preguntas que se encuentra en el apéndice de la norma

API 581 y se desarrolla explicativamente en (9). Con base en esto, el resultado final se detalla en la tabla 3.33.

TABLA 3.33
RESULTADOS FACTOR DE EVALUACION SISTEMAS DE
ADMINISTRACION

Título	Preguntas	Puntaje Posible	Puntaje Obtenido	%
Gerencia y Administración	6	70	68	97,14
Seguridad del Proceso	10	80	75	93,75
Peligros en el Proceso	9	100	39	39,00
Administración de Cambios	6	80	75	93,75
Procedimientos de Operación	7	80	76	95,00
Prácticas Seguras de Trabajo	7	85	61	71,76
Capacitación	8	100	92	92,00
Integridad Mecánica	20	120	108	90,00
Revisión Inicial de Seguridad	5	60	50	83,33
Reacción a Emergencias	6	65	51	78,46
Investigación de Incidentes	9	75	48	64,00
Contratistas	5	45	31	68,89
Auditorías	4	40	27	67,50
Total	102	1000	801	80,10

Con el resultado obtenido en la tabla 3.33 y el gráfico que se indica en la figura 1.11, se obtiene que el factor de evaluación de sistemas de administración es 0,3.

Como se mencionó anteriormente, el cálculo final de la probabilidad ajustada, se obtiene a partir de la multiplicación de la probabilidad genérica por el factor de modificación de equipo

y por el factor de evaluación de sistemas de administración para los juegos de agujeros que se han seleccionado.

El resultado final de la probabilidad ajustada se da en la tabla

3.34

TABLA 3.34

PROBABILIDAD AJUSTADA DE FALLA

Zona	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura
Tubos banco generador	0	$1,05 \times 10^{-1}$	-	$1,49 \times 10^{-2}$
Tubos pared lateral izquierda	0	$3,80 \times 10^{-1}$	-	$5,43 \times 10^{-2}$
Tubos pared lateral derecha	0	$3,80 \times 10^{-1}$	-	$5,43 \times 10^{-2}$
Tubos pared posterior	0	$1,04 \times 10^{-1}$	-	$1,49 \times 10^{-2}$
Tubos techo del hogar	0	$3,79 \times 10^{-1}$	-	$5,41 \times 10^{-2}$
Tubos pared frontal A	0	$3,79 \times 10^{-1}$	-	$5,41 \times 10^{-2}$
Tubos pared frontal B	0	$3,79 \times 10^{-1}$	-	$1,36 \times 10^{-1}$
Tubos piso del hogar	0	$5,53 \times 10^{-3}$	-	$7,90 \times 10^{-4}$
Tubos de pantalla	0	$9,53 \times 10^{-1}$	-	$1,36 \times 10^{-1}$
Tubos del sobrecalentador	0	$6,76 \times 10^{-1}$	-	$9,65 \times 10^{-2}$
Tubos alimentadores	$5,10 \times 10^{-6}$	$3,40 \times 10^{-6}$	-	$3,97 \times 10^{-7}$
Tubos de retorno	$2,13 \times 10^{-6}$	$1,42 \times 10^{-6}$	-	$1,66 \times 10^{-7}$
Tubo de vapor saturado	$1,43 \times 10^{-6}$	$2,15 \times 10^{-6}$	$5,74 \times 10^{-7}$	$1,43 \times 10^{-7}$
Tubo de atemperador	$1,43 \times 10^{-6}$	$2,15 \times 10^{-6}$	$5,74 \times 10^{-7}$	$1,43 \times 10^{-7}$
Cabezales sobrecalentador	$6,03 \times 10^{-5}$	$1,81 \times 10^{-4}$	$1,81 \times 10^{-5}$	$1,21 \times 10^{-5}$
Cabezales de tubos laterales	$6,57 \times 10^{-7}$	$1,97 \times 10^{-6}$	$1,97 \times 10^{-7}$	$1,31 \times 10^{-7}$
Domo de vapor	$2,43 \times 10^{-2}$	$6,06 \times 10^{-2}$	$6,06 \times 10^{-3}$	$3,64 \times 10^{-3}$
Domo de agua	$2,43 \times 10^{-2}$	$6,06 \times 10^{-2}$	$6,06 \times 10^{-3}$	$3,64 \times 10^{-3}$
Ducto de gases	$2,34 \times 10^{-7}$	$7,80 \times 10^{-7}$	$7,80 \times 10^{-8}$	$3,90 \times 10^{-8}$
Ducto de aire	$2,34 \times 10^{-7}$	$7,80 \times 10^{-7}$	$7,80 \times 10^{-8}$	$3,90 \times 10^{-8}$

3.3.3. Consecuencia de falla.

El valor de la consecuencia en un programa de inspección basada en riesgo puede ser expresado con base al área afectada o a los costos de producción que podría llevar el daño físico. El área afectada es la cantidad de superficie que experimenta un efecto ya sea tóxico, de radiación, explosión, sobre presión, etc.

El vapor puede causar daños al personal que es expuesto a la acción del mismo a elevadas temperaturas. En general, el vapor se genera a unos 212° F inmediatamente después que ha existido algún tipo de daño en cualquier elemento del equipo. Dentro de un pequeño radio, dependiendo de la presión, el vapor comienza a mezclarse con el aire, enfriarse y condensarse. A una concentración de cerca del 20%, la mezcla aire/vapor se enfría sobre los 140° F.

En el cálculo del área afectada, los ducto de gases y de aire no serán considerados, debido a que el fluido que transportan no está incluido en los modelados por la norma, sin embargo, el mismo si será considerado dentro de las consecuencias económicas.

El primer paso en la determinación de las consecuencias consiste en determinar el fluido representativo y sus propiedades. Dado que el fluido de trabajo en su totalidad es vapor, se emplean los datos que se dan en la tabla 1.15 para determinar las propiedades del mismo.

El fluido representativo para todos los elementos de la caldera se da en la tabla 3.35.

TABLA 3.35

FLUIDO REPRESENTATIVO EN LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Zona	Fluido Representativo	Fluido Modelado
Tubos banco generador	vapor	gas
Tubos pared lateral izquierda	vapor	gas
Tubos pared lateral derecha	vapor	gas
Tubos pared posterior	vapor	gas
Tubos techo del hogar	vapor	gas
Tubos pared frontal A	vapor	gas
Tubos pared frontal B	vapor	gas
Tubos piso del hogar	vapor	gas
Tubos de pantalla	vapor	gas
Tubos del sobrecalentador	vapor	gas
Tubos alimentadores	agua/vapor	gas
Tubos de retorno	vapor	gas
Tubo de vapor saturado	vapor	gas
Tubo de atemperador	vapor	gas
Cabezales sobrecalentador	vapor	gas
Cabezales de tubos laterales	vapor	gas
Domo de vapor	vapor	gas
Domo de agua	agua/vapor	gas

El siguiente paso consiste en determinar la cantidad de masa disponible que puede dispersarse. Con base en lo indicado en la tabla 1.16, tenemos que el fluido disponible en la caldera por elemento es el que se indica en la tabla 3.36.

TABLA 3.36
CANTIDAD DE MASA DISPONIBLE PARA DESCARGA

Zona	Volumen Aproximado (ft³)	Masa Aproximada (lb.)	Masa Disponible (lb.)
Tubos banco generador	0,673	41,943	20,972
Tubos pared lateral izquierda	0,733	45,660	22,830
Tubos pared lateral derecha	0,733	45,660	22,830
Tubos pared posterior	0,722	44,952	22,476
Tubos techo del hogar	0,821	51,146	25,573
Tubos pared frontal A	0,472	29,378	14,689
Tubos pared frontal B	0,472	29,378	14,689
Tubos piso del hogar	0,841	52,385	26,192
Tubos de pantalla	1,017	63,357	31,679
Tubos del sobrecalentador	3,136	195,381	97,691
Tubos alimentadores	1,133	70,592	35,296
Tubos de retorno	2,014	125,497	62,749
Tubo de vapor saturado	9,454	589,011	294,506
Tubo de atemperador	7,879	490,843	245,421
Cabezales sobrecalentador	18,472	1150,786	575,393
Cabezales de tubos laterales	20,984	1307,293	653,646
Domo de vapor	436,126	27170,655	2717,065
Domo de agua	203,524	12679,547	1267,955

Debe considerarse que dado que todos los tubos están interconectados, la masa disponible sería la masa total de la

caldera. Sin embargo por simplicidad se emplea la masa contenida en un elemento.



Determinada la masa disponible para descarga, el siguiente paso consiste en determinar la potencial tasa de descarga. Las características del fluido después de la emisión son dependientes de la fase con respecto al medio ambiente. De acuerdo a lo expresado en la tabla 1.17, se tiene que para los elementos en los que el fluido que contienen ha sido modelado como líquido se emplea la ecuación 1.3 para determinar la tasa de descarga. Mientras que para los elementos en los que el fluido que contienen ha sido modelado como gas, se emplea la ecuación 1.4 con $P_a=14,7\text{psi}$ y $K=1,329$, para obtener primeramente el valor de la presión de transición:

$$P_{\text{trans}} = 14,7 \left(\frac{1,329 + 1}{2} \right)^{\frac{1,329}{1,329-1}} = 27,191\text{psi}$$

Dado que la presión de operación es mucho mayor que la presión de transición, entonces se considerará como descarga sónica. Utilizando un valor para $C_d=0,925$ y limitando hasta un máximo de 8 in para el cálculo de área de muestra en el caso de ruptura, se emplea la ecuación 1.6 para determinar las tasas

potenciales de descarga para los elementos en los que el fluido que contienen ha sido modelado como gas. Los resultados de las tasas potenciales de descarga para todos los elementos que conforman la caldera se indican en la tabla 3.37.

TABLA 3.37

TASA DE DESCARGA DEL GAS PARA FLUJO SONICO

Zona	Tasa de descarga (lbs/sec)			
	¼ in	1 in	4 in	Ruptura
Tubos banco generador	0,348	5,575	-	34,841
Tubos pared lateral izquierda	0,340	5,441	-	34,009
Tubos pared lateral derecha	0,340	5,441	-	34,009
Tubos pared posterior	0,357	5,718	-	35,737
Tubos techo del hogar	0,340	5,441	-	34,009
Tubos pared frontal A	0,340	5,441	-	34,009
Tubos pared frontal B	0,340	5,441	-	34,009
Tubos piso del hogar	0,367	5,873	-	36,706
Tubos de pantalla	0,332	5,317	-	33,234
Tubos del sobrecalentador	0,325	5,202	-	32,509
Tubos alimentadores	0,242	3,873	-	34,857
Tubos de retorno	0,357	5,718	-	91,486
Tubo de vapor saturado	0,357	5,718	91,486	365,945
Tubo de atemperador	0,367	5,873	93,967	375,868
Cabezales sobrecalentador	0,340	5,441	87,063	348,251
Cabezales de tubos laterales	0,357	5,718	91,486	365,945
Domo de vapor	0,340	5,441	87,063	348,251
Domo de agua	0,224	3,588	57,414	229,657

El siguiente paso consiste en determinar si la tasa de descarga es instantánea o continua. Para agujeros pequeños como de ¼ in, la norma indica que la tasa de descarga es continua. Para

agujeros de 1 in, 4 in y ruptura, se debe determinar la cantidad de fluido que se descarga en 3 minutos, si la cantidad es mayor a 10000 libras, entonces se asume como descarga instantánea, en caso contrario se considera como continua. El tipo de descarga para los elementos de la caldera, se da en la tabla 3.38.

TABLA 3.38

TIPO DE DESCARGA PARA FLUJO SONICO

Zona	Tipo de descarga			
	Con: Continua		Ins: Instantánea	
	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura
Tubos banco generador	Con.	Con.	-	Con.
Tubos pared lateral izquierda	Con.	Con.	-	Con.
Tubos pared lateral derecha	Con.	Con.	-	Con.
Tubos pared posterior	Con.	Con.	-	Con.
Tubos techo del hogar	Con.	Con.	-	Con.
Tubos pared frontal A	Con.	Con.	-	Con.
Tubos pared frontal B	Con.	Con.	-	Con.
Tubos piso del hogar	Con.	Con.	-	Con.
Tubos de pantalla	Con.	Con.	-	Con.
Tubos del sobrecalentador	Con.	Con.	-	Con.
Tubos alimentadores	Con.	Con.	-	Con.
Tubos de retorno	Con.	Con.	-	Ins.
Tubo de vapor saturado	Con.	Con.	Ins.	Ins.
Tubo de atemperador	Con.	Con.	Ins.	Ins.
Cabezales sobrecalentador	Con.	Con.	Ins.	Ins.
Cabezales de tubos laterales	Con.	Con.	Ins.	Ins.
Domo de vapor	Con.	Con.	Ins.	Ins.
Domo de agua	Con.	Con.	Ins.	Ins.

El siguiente paso consiste en determinar el área afectada. De acuerdo a las ecuaciones 1.6 y 1.7, se debe emplear para descarga continua el valor correspondiente a la tasa de descarga mientras que para descarga instantánea se debe emplear el valor de la masa total disponible, es decir lo que se calculo anteriormente y cuyos resultados se dieron en la tabla 3.36. Los resultados se dan en la tabla 3.39.

TABLA 3.39
AREAS AFECTADAS POR LA DESCARGA

Zona	Área afectada (ft ²)			
	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura
Tubos banco generador	0,209	3,345	-	20,904
Tubos pared lateral izquierda	0,204	3,265	-	20,405
Tubos pared lateral derecha	0,204	3,265	-	20,405
Tubos pared posterior	0,214	3,431	-	21,442
Tubos techo del hogar	0,204	3,265	-	20,405
Tubos pared frontal A	0,204	3,265	-	20,405
Tubos pared frontal B	0,204	3,265	-	20,405
Tubos piso del hogar	0,220	3,524	-	22,024
Tubos de pantalla	0,199	3,190	-	19,940
Tubos del sobrecalentador	0,195	3,121	-	19,506
Tubos alimentadores	0,145	2,324	-	20,914
Tubos de retorno	0,214	3,431	-	1384,485
Tubo de vapor saturado	0,214	3,431	3715,072	3715,072
Tubo de atemperador	0,220	3,524	3306,876	3306,876
Cabezales sobrecalentador	0,204	3,265	5697,171	5697,171
Cabezales de tubos laterales	0,214	3,431	6180,346	6180,346
Domo de vapor	0,204	3,265	9859,385	9859,385
Domo de agua	0,135	2,153	6060,965	6060,965

El área afectada proporciona una idea acerca de la cantidad de fluido que se dispersaría si llegara a suceder una falla. También indica las zonas que pueden verse afectadas dentro de equipo si se presentara la ruptura repentina de cualquier tubo.

Para tener una idea de las consecuencias económicas que podría traer consigo un área afectada en el caso que se presente algún evento de falla, es importante desarrollar un árbol de eventos. Un árbol de eventos es una serie de caminos que identifican los resultados de un inicial y los subsecuentes eventos. Cada camino a través del árbol es llamado una "secuencia". Un árbol de eventos provee un conjunto de probabilidades de ocurrencia que conducen a probabilidades de secuencia. Cada secuencia conduce a una consecuencia.

Si se estima el costo con respecto a cada consecuencia, se puede combinar éstos valores con las probabilidades de obtener el riesgo asociado con cada secuencia. Un árbol de eventos también permite hacerse una idea respecto a los eventos de secuencia y sugerirá en donde se deben hacer cambios en el equipo, controles, configuración o la acción del operador que hará que tanto disminuya la probabilidad de falla o la severidad de consecuencia.

En la figura 3.3 se indica el árbol de eventos para el caso de que exista una falla en los tubos de una caldera, similar al incidente que reportado.

Nótese que siguiendo la secuencia si se dejaba por un mayor tiempo operar a la caldera en esas condiciones, las consecuencias serían catastróficas.

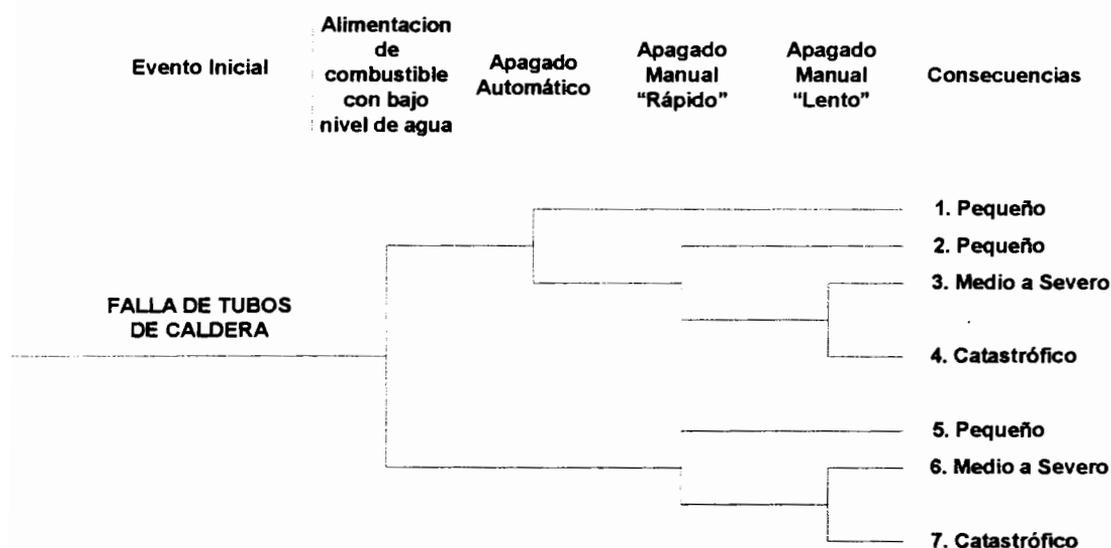


FIGURA 3.3. ARBOL DE EVENTOS PARA UN EVENTO DE FALLA DE TUBOS DE CALDERA.

En la figura 3.4 se indica un árbol de eventos para el supuesto caso que existiese un evento de sobrecalentamiento.

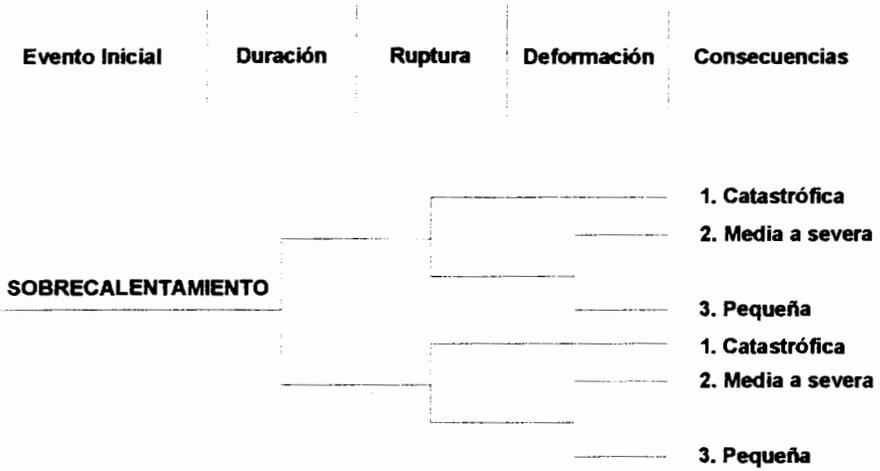


FIGURA 3.4. ARBOL DE EVENTOS PARA UN EVENTO DE SOBRECALENTAMIENTO.

Determinada el área afectada, y teniendo claro las consecuencias que un evento puede ocasionar, se puede determinar las consecuencias económicas. Para ello es necesario determinar cuanto le cuesta a la empresa reparar un determinado elemento, y las pérdidas que genera el deterioro de ese elemento.

Para una caldera que está las 24 horas en servicio, las pérdidas de producción, más las pérdidas por adquisición de materiales y mano de obra de reparación, representan los costos de interrupción y que son empleados en la norma para determinar las consecuencias económicas. Los días de para que un

determinado elemento puede tener, igualmente están sugeridos en la norma.

Para los elementos de la caldera, son los que se dan en la tabla 3.40, este tiempo representa un promedio, sin embargo en la práctica el tiempo puede ser mucho mayor.

TABLA 3.40

TIEMPOS DE PARA ESTIMADOS PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Zona	Tiempos de para estimados			
	Pequeño	Mediano	Grande	Ruptura
Tubos banco generador	1	2	-	5
Tubos pared lateral izquierda	1	2	-	5
Tubos pared lateral derecha	1	2	-	5
Tubos pared posterior	1	2	-	5
Tubos techo del hogar	1	2	-	5
Tubos pared frontal A	1	2	-	5
Tubos pared frontal B	1	2	-	5
Tubos piso del hogar	1	2	-	5
Tubos de pantalla	1	2	-	5
Tubos del sobrecalentador	1	2	-	5
Tubos alimentadores	1	2	-	5
Tubos de retorno	1	2	-	5
Tubo de vapor saturado	0	2	3	4
Tubo de atemperador	0	2	3	4
Cabezales sobrecalentador	1	2	4	5
Cabezales de tubos laterales	1	2	4	5
Domo de vapor	2	3	3	7
Domo de agua	2	3	3	7
Ducto de gases	1	4	5	7
Ducto de aire	1	4	5	7

Si se considera que el costo de una tonelada de vapor es de 10 dólares y que la caldera produce aproximadamente 70 toneladas/hora, entonces en un día la caldera produce aproximadamente 16800 dólares. Si se toma en cuenta el hecho de que una caldera estaría fuera de servicio mínimo 5 días en el supuesto caso que se presente algún daño en los tubos, se tiene que solo en producción, se está perdiendo 84000 dólares. Si a esto se le suma los costos de materiales y de mano de obra, entonces se superaría los 60000 dólares, valor que coincide con la sugerida en la norma para tubos de horno.

Los costos de daños para todos los elementos analizados en la caldera, son los que se dan en la tabla 3.41.

TABLA 3.41

COSTOS DE DAÑO PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Zona	Costo de daño (USD)			
	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura
Tubos banco generador	17800	43600	-	144000
Tubos pared lateral izquierda	17233	37933	-	110000
Tubos pared lateral derecha	17233	37933	-	110000
Tubos pared posterior	17800	43600	-	144000
Tubos techo del hogar	17321	38808	-	115250
Tubos pared frontal A	17321	38808	-	115251
Tubos pared frontal B	17800	43600	-	144000
Tubos piso del hogar	17321	38808	-	115250
Tubos de pantalla	17166	37266	-	106000
Tubos del sobrecalentador	19000	55600	-	216000
Tubos alimentadores	18300	36600	-	102000
Tubos de retorno	18625	37250	-	105900
Tubo de vapor saturado	75	34200	51600	70800
Tubo de atemperador	62,5	34100	51400	70200
Cabezales sobrecalentador	17800	43600	97200	144000
Cabezales de tubos laterales	17800	43600	97200	144000
Domo de vapor	38600	62400	70400	157600
Domo de agua	38600	62400	70400	157600
Ducto de gases	17000	69600	88800	131600
Ducto de aire	17000	69600	88800	131600



CIB-ESPOL

3.3.4. Determinación del riesgo.

De acuerdo a lo expresado en el párrafo 1.6, el riesgo de manera cuantitativa resulta del producto de la probabilidad por la consecuencia. Tomando como punto de partida las probabilidades ajustadas determinadas en la tabla 3.34 y las consecuencias, tanto de área afectada como económicas,

obtenidas en las tablas 3.39 y 3.41, se tiene que el riesgo para todos los elementos analizados del equipo es el que se indica en la tablas 3.42 y 3.43.

TABLA 3.42

INDICE DE RIESGO PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Zona	Índice de riesgo (ft ² /año)				
	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura	TOTAL
TUBOS					
Banco generador	0	0,35	-	0,31	0,66
Pared izquierda	0	1,24	-	1,11	2,35
Pared derecha	0	1,24	-	1,11	2,35
Pared posterior	0	0,36	-	0,32	0,68
Techo del hogar	0	1,24	-	1,10	2,34
Pared frontal A	0	1,24	-	1,10	2,34
Pared frontal B	0	1,24	-	1,10	2,34
Piso del hogar	0	0,02	-	0,02	0,04
Pantalla	0	3,04	-	2,72	5,76
Sobrecalentador	0	2,11	-	1,88	3,99
Alimentadores	$7,4 \times 10^{-7}$	$7,9 \times 10^{-6}$	-	$8,3 \times 10^{-6}$	$1,7 \times 10^{-5}$
De retorno	$4,6 \times 10^{-7}$	$4,9 \times 10^{-6}$	-	$2,3 \times 10^{-4}$	$2,4 \times 10^{-4}$
Vapor saturado	$3,1 \times 10^{-7}$	$7,4 \times 10^{-6}$	$2,1 \times 10^{-3}$	$5,3 \times 10^{-4}$	$2,7 \times 10^{-3}$
Atemperador	$3,2 \times 10^{-7}$	$7,6 \times 10^{-6}$	$1,8 \times 10^{-3}$	$4,7 \times 10^{-4}$	$2,4 \times 10^{-3}$
CABEZALES Y DOMOS					
Sobrecalentador	$1,2 \times 10^{-5}$	$5,9 \times 10^{-4}$	0,10	$6,9 \times 10^{-2}$	$1,7 \times 10^{-1}$
Tubos laterales	$7,0 \times 10^{-8}$	$3,4 \times 10^{-6}$	$6,1 \times 10^{-4}$	$4,0 \times 10^{-4}$	$1,0 \times 10^{-3}$
Domo de vapor	$4,9 \times 10^{-3}$	0,19	59,77	35,86	95,84
Domo de agua	$3,2 \times 10^{-3}$	0,13	36,75	22,05	58,92

TABLA 3.43

INDICE DE RIESGO PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Zona	Índice de riesgo (Dólares/año)				
	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura	TOTAL
TUBOS					
Banco generador	0	4558,31	-	2150,71	6709,02
Pared izquierda	0	14428,29	-	5977,12	20405,41
Pared derecha	0	14428,29	-	5977,12	20405,41
Pared posterior	0	4552,27	-	2147,86	6700,13
Techo del hogar	0	14701,94	-	6237,29	20939,23
Pared frontal A	0	14701,94	-	6237,35	20939,28
Pared frontal B	0	16517,33	-	7793,23	24310,56
Piso del hogar	0	214,61	-	91,05	305,66
Pantalla	0	35501,82	-	14425,99	49927,81
Sobrecalentador	0	37563,27	-	20847,04	58410,31
Alimentadores	0,09	0,12	-	0,04	0,26
De retorno	0,04	0,05	-	0,02	0,11
Vapor saturado	$1,08 \times 10^{-4}$	0,07	0,03	0,01	0,11
Atemperador	$8,96 \times 10^{-5}$	0,07	0,03	0,01	0,11
CABEZALES Y DOMOS					
Sobrecalentador	1,07	7,89	1,76	1,74	12,45
Tubos laterales	$5,82 \times 10^{-3}$	0,04	0,01	0,01	0,07
Domo de vapor	936,08	3783,12	426,81	573,29	5719,31
Domo de agua	936,08	3783,12	426,81	573,29	5719,31
OTROS ELEMENTOS					
Ducto de aire	$3,98 \times 10^{-3}$	0,05	0,01	0,01	0,07
Ducto de gases	$3,98 \times 10^{-3}$	0,05	0,01	0,01	0,07

3.4. Análisis de resultados de la inspección basada en riesgo.

Interpretar el significado de riesgo, equivale a determinar la depreciación que puede tener el equipo en un período de un año en términos económicos. En la tabla 3.44 se muestran todos los

elementos de la caldera que han sido analizados y que están clasificados en base a los índices de riesgo determinados.

TABLA 3.44
CLASIFICACION DE LOS INDICES DE RIESGO



Zona	Riesgo (ft ² /año)	Ubicación	Riesgo (USD/año)	Ubicación
TUBOS				
Banco generador	0,66	11	6709,02	8
Pared izquierda	2,35	5	20405,41	6
Pared derecha	2,35	6	20405,41	7
Pared posterior	0,68	10	6700,13	9
Techo del hogar	2,34	7	20939,23	5
Pared frontal A	2,34	8	20939,28	4
Pared frontal B	2,34	9	24310,56	3
Piso del hogar	0,04	13	305,66	12
Pantalla	5,76	3	49927,81	2
Sobrecalentador	3,99	4	58410,31	1
Alimentadores	1,7x10 ⁻⁵	18	0,26	14
De retorno	2,4x10 ⁻⁴	17	0,11	17
Vapor saturado	2,7x10 ⁻³	14	0,11	15
Atemperador	2,4x10 ⁻³	15	0,11	16
CABEZALES Y DOMOS				
Sobrecalentador	1,7x10 ⁻¹	12	12,45	13
Tubos laterales	1,0x10 ⁻³	16	0,07	18
Domo de vapor	95,84	1	5719,31	10
Domo de agua	58,92	2	5719,31	11
OTROS ELEMENTOS				
Ducto de aire	-	-	0,07	20
Ducto de gases	-	-	0,07	19

El cálculo de las probabilidades de falla, proporciona información acerca del estado de los elementos y cuales son las posibilidades que los mismos puedan fallar, en este caso en un período de un año. Analizar el área afectada, equivale a determinar cual sería la superficie que estaría más propensa a sufrir algún daño en el caso que llegare a presentarse.

Según lo indicado en la tabla 3.44, los elementos que tienen mayores índices de riesgo respecto al área afectada, no necesariamente son los mismos elementos que tienen mayores índices respecto a las consecuencias económicas. Esto es justamente lo que la norma indica, aun cuando un elemento tenga un área afectada de cero, es necesario calcular las consecuencias financieras con la finalidad de tener una idea clara acerca del nivel real de riesgo en el que se encuentra dicho elemento.

Por lo general dentro del equipo analizado, los elementos que presentan altas probabilidades de falla son los mismos que tienen altos índices de riesgo. Sin duda alguna estos elementos son aquellos a los que se les debe de prestar una mayor atención cuando se efectúe el nuevo programa de inspección.

3.4.1. Zonas de riesgo en la caldera.

Tomando como premisa los resultados obtenidos en el cálculo de los índices de riesgo económico, se tiene que los elementos que presentan mayores índices de riesgo son los que se dan en la tabla 3.45

TABLA 3.45

ZONAS CON MAYORES INDICES DE RIESGO EN LA CALDERA

Zona	Riesgo (USD/año)	Ubicación
Tubos del sobrecalentador	58410,31	1
Tubos de pantalla	49927,81	2
Tubos pared frontal B	24310,56	3
Tubos pared frontal A	20939,28	4
Tubos techo del hogar	20939,23	5
Tubos pared lateral izquierda	20405,41	6
Tubos pared lateral derecha	20405,41	7
Tubos banco generador	6709,02	8
Tubos pared posterior	6700,13	9
Domo de vapor	5719,31	10
Domo de agua	5719,31	11
Tubos piso del hogar	305,66	12
Cabezales del sobrecalentador	12,45	13
Tubos alimentadores	0,26	14
Tubo de vapor saturado	0,11	15
Tubo del atemperador	0,11	16
Tubo de retorno	0,11	17
Cabezales de tubos laterales	0,07	18
Ducto de gases	0,07	19
Ducto de aire	0,07	20

En los planos 6 y 7 se indican todas las zonas analizadas con sus respectivos índices de riesgo. Es importante con base en estos resultados, al efectuar el nuevo programa de inspección, examinar exhaustivamente las zonas que presentan mayores índices, con la finalidad de reducirlos.

CAPITULO 4

4. APTITUD PARA EL SERVICIO.

4.1. Niveles de Evaluación.

El complemento de un programa de inspección basada en riesgo lo constituye un programa de evaluaciones cuantitativas, las mismas que sirven para demostrar la integridad estructural de un determinado equipo y también para determinar bajo que nuevas condiciones puede continuar operando. A este conjunto de evaluaciones se les denomina aptitud para el servicio (Fitness-For-Service) y para ello el Instituto Americano del Petróleo, ha desarrollado la norma API 579.

Cualquier elemento de cualquier equipo al estar operando sufre una degradación de su estado original de fabricación como consecuencia de algún mecanismo de daño. Esta degradación puede ser encontrada durante las subsecuentes inspecciones que se le hagan al equipo.

Dentro de este contexto, al realizar un programa de evaluaciones de aptitud para el servicio, se pretende analizar el estado integral del componente conociendo el mecanismo de daño y la vida remanente proyectada. Las técnicas empleadas para evaluar la integridad del elemento incluyen los siguientes mecanismos de daño: Corrosión general y localizada, ampolladuras y laminaciones, distorsiones y fisuras, fracturas por fragilización, daños por fluencia a largo plazo, y daños por el fuego.

El primer paso dentro de una evaluación de aptitud para el servicio, consiste en determinar la aplicabilidad y las limitaciones del programa, es decir debe determinarse si el equipo o elemento que va a ser analizado está dentro de lo analizado por la norma.

El segundo paso consiste en determinar las técnicas de evaluación y criterios de aceptación. Aquí se emplean los niveles de aceptación, los mismos que son empleados para determinar si el equipo puede o no volver a operar.

El tercer paso consiste en evaluar la vida remanente del elemento. Es importante conocer la vida remanente de un determinado elemento ya que ésta es usada para establecer los adecuados intervalos de inspección.



El cuarto paso consiste en la remediación. Determinada la vida remanente de un determinado elemento, la norma sugiere adecuados métodos de remediación para cada nivel de evaluación.

El último paso constituye el monitoreo en servicio. Esto es necesario debido a que con un adecuado sistema de monitoreo, se puede incrementar el tiempo de vida del elemento.

Existen tres niveles de evaluación de acuerdo a la norma API 579, empleados para cuantificar la integridad de un componente en relación al estado de daño. En general, cada nivel de evaluación provee un balance entre lo conservador, la cantidad de información requerida para la evaluación, la destreza del personal que está realizando la evaluación y la complejidad del análisis que está siendo realizado. Por lo general se suele empezar por el nivel 1 para luego secuencialmente llegar al nivel 2 y posteriormente al nivel 3. Es importante tener muy en cuenta la experiencia con la que cuenta la persona que está efectuando la evaluación.

El nivel 1 es el más conservador que puede emplearse. Los procedimientos de evaluación empleados en este nivel proveen criterios que pueden ser empleados para evaluar el componente con una mínima cantidad de inspecciones o información del componente.

Este nivel puede ser efectuado por cualquier inspector de planta o personal de ingeniería.

Los procedimientos empleados en el nivel 2 intentan proveer una más efectiva evaluación que los resultados que se pueden obtener de una evaluación nivel 1. En la evaluación nivel 2, se emplea información de inspección similar a la requerida en una evaluación nivel 1, sin embargo, se utilizan cálculos más detallados. Una evaluación nivel 2 debería típicamente ser conducida por ingenieros de planta o ingenieros especialistas con amplia experiencia en desarrollar este tipo de evaluaciones.

Los procedimientos empleados en el nivel 3 proporcionan la más detallada evaluación que produce resultados más precisos que los que se pueden obtener con una evaluación nivel 2. En una evaluación nivel 3 se requiere la más minuciosa inspección y la mayor información sobre el componente que se está analizando. El análisis recomendado está basado en técnicas numéricas como el método de elementos finitos. Una evaluación nivel 3 debe ser efectuada por un especialista con amplios conocimientos en evaluaciones de este tipo.

4.2. Resultados de la inspección.

Como se mencionó anteriormente, el primer paso antes de iniciar e análisis consiste en determinar las limitaciones y aplicabilidad del programa de aptitud para el servicio. Para el equipo íntegramente que se está analizando, se considerará la zona más crítica que fue determinada dentro del programa de inspección basada en riesgo.

Los elementos que presentan mayores daños son los tubos de la caldera, los mismos que sufrieron severos daños como consecuencia del sobrecalentamiento al que fueron sometidos. Dentro de ellos los que presentan mayores niveles de riesgo son los tubos del sobrecalentador y los de pantalla, cuya frecuencia de falla y nivel de riesgo se da en la tabla 4.1

TABLA 4.1

RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RIESGO PARA TUBOS DEL SOBRECALENTADOR Y DE PANTALLA

Agujeros	Frecuencia Ajustada de falla	Riesgo total (ft²/año)	Riesgo total (USD/año)
Tubos del sobrecalentador			
¼ in	0	3,99	58410,31
1 in	$6,76 \times 10^{-1}$		
Ruptura	$9,65 \times 10^{-2}$		
Tubos de pantalla			
¼ in	0	5,76	49927,81
1 in	$9,53 \times 10^{-1}$		
Ruptura	$1,36 \times 10^{-1}$		

4.3. Acondicionamientos a realizar en el equipo.

Conocido el estado en el que se encuentra la caldera, se puede determinar los nuevos parámetros de operación con los que puede entrar a funcionar nuevamente el equipo. Debe considerarse, los siguientes puntos:

1. El área de transferencia de calor ha disminuido con la eliminación de 10 tubos de pantalla.
2. El espacio entre tubos adyacentes en algunos elementos ha disminuido, lo que impide el paso de los gases así como también una distribución uniforme de los gases en el interior de la caldera. De esta manera podría ocurrir un sobrecalentamiento de larga duración al operar los elementos a elevada temperatura.
3. La vida remanente de los tubos, asumiendo que algunos entrarían a operar a temperaturas mayores que las que operaban normalmente.
4. Nuevos programas de inspección enfocados a monitorear en servicio el estado de la caldera.

De acuerdo a los datos de operación de la caldera dados en la tabla 2.1, se tiene que la superficie de intercambio total para el hogar es de aproximadamente 216 m^2 . El área aproximada de intercambio de un tubo de pantalla es de 1.895 m^2 . Si se multiplica por el número de tubos de pantalla que fueron retirados de la caldera, se tiene que el área que ha disminuido es de aproximadamente 18.95 m^2 . Este valor representa aproximadamente el 10% del área de transferencia de la caldera.

Considerando que el equipo ha disminuido su área en un 10%, y adicionalmente tomando en cuenta que no hay una buena eficiencia de transferencia de calor, el equipo podría entrar en operación nuevamente siempre y cuando se disminuya la tasa de transferencia de calor, es decir la cantidad de calor generada por el combustible en los quemadores. De acuerdo a la experiencia de los operadores, la producción se redujo en un 30%, para evitar daños posteriores.

El siguiente punto sugiere determinar la vida remanente del elemento que se esta analizando. Existen diferentes métodos dependiendo del mecanismo de daño al que esté sometido el elemento. Sin embargo, para tubos de horno, un método bastante utilizado constituye a través del parámetro empírico Larson-Miller. Este parámetro se obtiene a través de la relación:

$$\text{LMP}(\sigma) = (T + 460) \times (C + \log_{10} L) 10^{-3} \quad (\text{ec.4.1})$$

$$\log_{10} L = \frac{1000 \times \text{LMP}(\sigma)}{(T + 460)} - C_m \quad (\text{ec.4.2})$$

En donde:

C_m: Constante del material.

L: Vida de ruptura, horas

LMP (σ): Parámetro Larson-Miller, como una función la tensión y,

T: Temperatura de operación del tubo, °R (°F+460).

Los valores promedio para ruptura por fluencia en términos de los parámetros Larson-Miller para los tubos de la caldera se dan en el apéndice G. Cada tubo en servicio tiene asociado un parámetro que se incrementa a medida que continúa el tiempo. Con base en esto, el fabricante de la caldera, Babcock & Wilcox, ha desarrollado un sistema de análisis conocido con el nombre de NOTIS®, con la finalidad de determinar la vida remanente de los tubos de caldera.

Este sistema, basa su análisis a partir de la medición del espesor de capa interna de óxido que esta presente en el tubo, el mismo que es utilizado para calcular la temperatura promedio a la que ha estado operando el tubo. Conociendo la temperatura y por medio del parámetro empírico Larson-Miller que ha sido desarrollado para tubos

de ese tipo, se obtiene el tiempo de vida del elemento empleando la ecuación 4.2

El tiempo de vida remanente que sugiere el fabricante para los tubos del sobrecalentador es de aproximadamente 200.000 horas.

La vida remanente para el resto de tubos puede ser calculada a partir de la expresión:

$$RL = \frac{e_{\text{actual}} - e_{\text{retiro}}}{vc} \quad (\text{ec.4.3})$$

En donde:

RL: Vida remanente (yr).

e_{actual} : Espesor de pared actual (in).

e_{retiro} : Espesor de pared de retiro (in).

vc: Velocidad de corrosión (in/yr)

Considerando la zona de los tubos que presenta una mayor tasa de corrosión (pared frontal), tenemos:

$$RL = \frac{0,186\text{in} - 0,108\text{in}}{0,003559\text{in/yr}} = 219\text{yr}$$

De donde se tiene que la vida remanente de los tubos es de aproximadamente 22 años.

La publicación ASME CRTD Vol. 41, sugiere el empleo de un software para determinar la probabilidad de falla en un futuro, en base a la vida remanente de los tubos. Este software, llamado @Risk, utiliza la simulación de Montecarlo con la finalidad de obtener las probabilidades de falla en el futuro.

En la figura 4.1 se ilustra el menú de aplicación del software utilizado en la simulación, en la figura 4.2 se ilustra la simulación efectuada a tubos de una caldera para calcular la probabilidad futura y en la figura 4.3 se ilustra la gráfica obtenida.

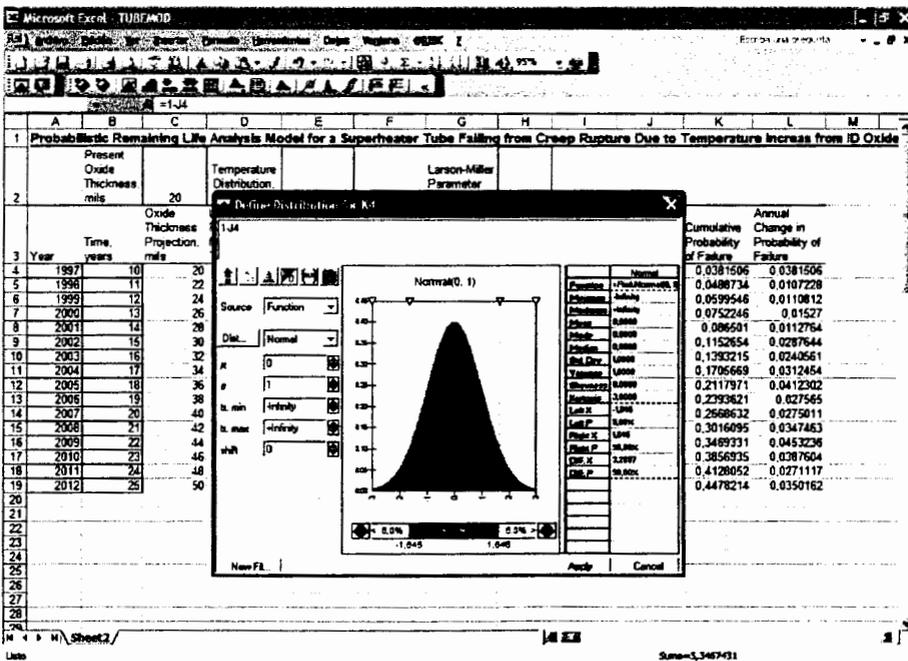


FIGURA 4.1. MENU PARA LA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE @Risk.

Microsoft Excel - TIREANO

Probabilistic Remaining Life Analysis Model for a Superheater Tube Failing from Creep Rupture Due to Temperature Increase from ID Oxide

Year	Time years	Oxide Thickness Projection mils	Larson-Miller Parameter	Mean Temperature, F	Temperature, F	Larson-Miller Change Parameter	Life Fraction	Cumulative Life Fraction	Probability of NOT Failing	Cumulative Probability of Failure	Annual Change in Probability of Failure
1997	10	20	28.75618373	1089.68306	1089.69306	39.866667	0.164808	0.1648084	0.9618494	0.0381506	0.0381506
1998	11	22	28.91244764	1094.10708	1094.10708	39.866667	0.019501	0.1843099	0.9511266	0.0488734	0.0107228
1999	12	24	29.04597612	1098.11964	1098.11964	39.866667	0.022704	0.2070132	0.94000454	0.0599546	0.0110812
2000	13	26	29.16881042	1101.79651	1101.79651	39.866667	0.029082	0.2330954	0.9247754	0.0752246	0.01527
2001	14	28	29.28253721	1105.18857	1105.18857	39.866667	0.029625	0.2627208	0.9134399	0.086501	0.0112764
2002	15	30	29.38841433	1108.33603	1108.33603	39.866667	0.033326	0.2960447	0.8847346	0.1152654	0.0287644
2003	16	32	29.48745575	1111.27119	1111.27119	39.866667	0.037178	0.333223	0.9636785	0.1333215	0.0240561
2004	17	34	29.58049087	1114.02037	1114.02037	39.866667	0.04117	0.3743983	0.8294331	0.1706669	0.0312454
2005	18	36	29.66820672	1116.60532	1116.60532	39.866667	0.045301	0.4196994	0.7682029	0.2117971	0.0412302
2006	19	38	29.75117879	1119.0442	1119.0442	39.866667	0.049564	0.4692576	0.7696279	0.2393621	0.027565
2007	20	40	29.82989396	1121.35236	1121.35236	39.866667	0.053953	0.5232105	0.7331368	0.2666632	0.0275011
2008	21	42	29.90476781	1123.5428	1123.5428	39.866667	0.058464	0.5816743	0.6983905	0.3016095	0.0347463
2009	22	44	29.97615787	1125.62676	1125.62676	39.866667	0.063092	0.6447684	0.6530669	0.3489331	0.0453236
2010	23	46	30.04437396	1127.61392	1127.61392	39.866667	0.067834	0.7126	0.6143065	0.3856935	0.0387604
2011	24	48	30.10963635	1129.51269	1129.51269	39.866667	0.072684	0.7852845	0.5871948	0.4128052	0.0271117
2012	25	50	30.17233217	1131.33046	1131.33046	39.866667	0.077641	0.8629256	0.5521785	0.4478214	0.0350162

FIGURA 4.2. PROBABILIDAD DE FALLA EN TUBOS ESTIMADA CON EL SOFTWARE.

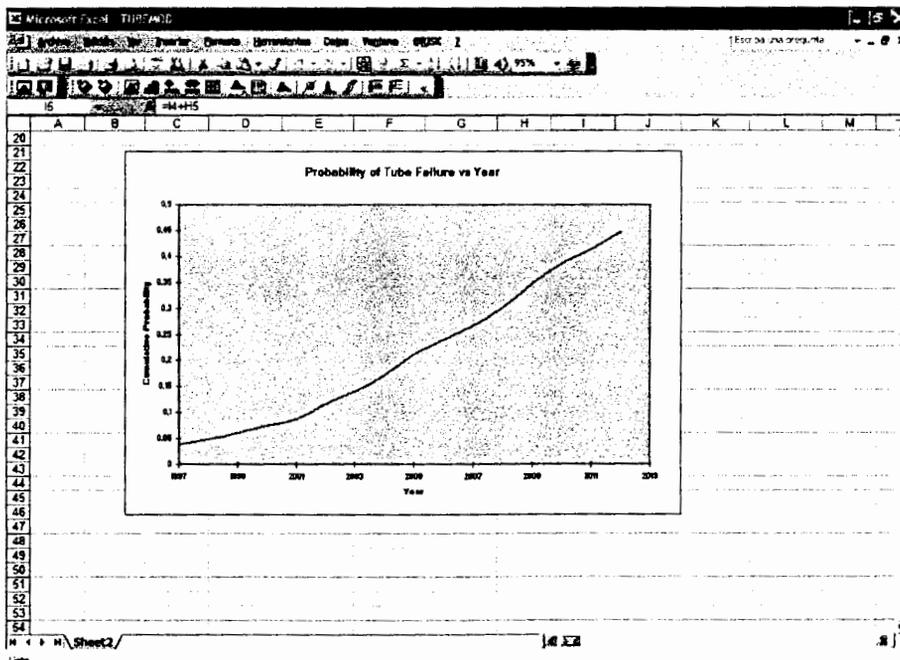


FIGURA 4.3. GRAFICA INDICANDO LA PROBABILIDAD DE FALLA EN RELACION CON EL TIEMPO.

Para el caso que se estudia no se puede efectuar una proyección de la probabilidad de falla, pues se tiene únicamente un dato y se necesita la información de al menos 5 años para poder efectuar la simulación.

El paso final en la aplicación de un programa de aptitud para el servicio, consiste en el desarrollo de un nuevo plan de inspección o monitoreo con base en los parámetros actuales con la finalidad de reducir el riesgo. El desarrollo del nuevo programa de inspección debe ser direccionado a detectar los tipos de daño que fueron indicados anteriormente, para ello debe emplearse las técnicas más adecuadas de inspección.

La inspección afecta principalmente al riesgo ya que al aumentar la efectividad de una técnica de inspección se reduce la probabilidad de falla. Muchos factores (errores de diseño, fallas en la fabricación, fallas de operación) pueden llevar a un equipo a una falla, pero la inspección en servicio es la herramienta más efectiva para detectar un daño progresivo.

Al desarrollar el nuevo programa de inspección deben considerarse los siguientes puntos:

- a. El tipo de daño que se va a encontrar.

- b. Donde buscar el tipo de daño.
- c. Como buscar el daño (¿Qué técnica de inspección se empleará?).
- d. Cuando (o con que frecuencia) se debe buscar.

La norma API 581 sugiere los niveles de inspección, empleando las diferentes técnicas que se dan en el apéndice A para cada mecanismo de daño. Dependiendo del valor del subfactor de módulo técnico encontrado se determina el tiempo entre inspecciones. Para los mecanismos de daño más comunes que analiza la norma tenemos los siguientes intervalos con efectividades:

La apreciación de la efectividad de una técnica de inspección se describe en el párrafo 1.3.1

TABLA 4.2

NIVELES DE INSPECCION RECOMENDADOS PARA CORROSION BAJO ESFUERZO

Actual Subfactor	Nivel de Inspección Recomendado
10<TMSF<=100	Desarrolle una inspección Regularmente efectiva
100<TMSF<=1000	Desarrolle una inspección Normalmente efectiva
1000<TMSF	Desarrolle una inspección Altamente efectiva

Para tubos de caldera afectados por sobrecalentamiento de corta duración, tenemos los niveles que se dan en la tabla 4.3:

TABLA 4.3

INTERVALOS DE INSPECCION PARA TUBOS DE CALDERA

Actual Subfactor	Nivel de Inspección Recomendado
$10 < \text{TMSF} \leq 50$	Desarrolle una inspección Normalmente efectiva
$50 < \text{TMSF} \leq 500$	Desarrolle una inspección Altamente efectiva
$500 < \text{TMSF}$	Desarrolle una inspección Altamente efectiva más el análisis de vida remanente

La norma sugiere que el nuevo programa de inspección sea desarrollado dentro de los próximos tres años o si ha pasado este tiempo, deberá ser efectuado a la brevedad posible.

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Se concluye lo siguiente:

1. Realizar un análisis de riesgo a cualquier equipo, equivale a combinar las tradicionales técnicas de inspección con aspectos estadísticos, de tal manera que se puede desarrollar una nueva metodología enfocada a obtener mejores elementos de juicio acerca del estado en el que se encuentra un determinado equipo o componente.
2. Para la caldera analizada en este estudio, el análisis efectuado ha servido para identificar los elementos que tienen mayores probabilidades de sufrir daños en base a las condiciones actuales, así como también se ha podido determinar las áreas afectadas en el caso que se llegue a dar una falla.

3. Debido a que es la primera inspección exhaustiva que se le efectúa a la caldera, no se posee suficiente información estadística, por lo que no se puede efectuar una proyección a futuro de las probabilidades de falla en los tubos, al igual que la norma API 579 no pudo ser aplicada en toda su extensión.
4. Los resultados obtenidos en base al análisis de riesgo, indican que los elementos que tienen las más altas probabilidades de falla son los que en la actualidad presentan mayores daños, por lo que de acuerdo a la experiencia del personal de operación se optó por reducir la capacidad de producción de la caldera en un 30%.
5. Con base en los parámetros Larson-Miller, se determinó que la vida remanente de los tubos del sobrecalentador es de aproximadamente 200.000 horas.
6. Aún cuando las evaluaciones realizadas indican que la caldera puede seguir en funcionamiento con una proyección de 22 a 25 años, debe considerarse mantenerla operando a un valor inferior al de su capacidad de producción nominal, pues debido a los daños sufridos su vida útil disminuyó.

Se recomienda lo siguiente:

1. Para disminuir los niveles de riesgo en todos los componentes de la caldera, se debe considerar reemplazar los elementos que presenten deformaciones, de esta manera al reevaluar mediante análisis de riesgo se notará que los índices en los elementos disminuirá, por lo que se extenderá la vida útil de la caldera.
2. Realizar el próximo programa de inspección basada en riesgo en un período de un año a un año y medio, para determinar nuevamente el estado en que se encuentra la caldera, e incluir dentro del análisis los demás elementos que no fueron considerados en este estudio, tales como bombas y tuberías de alimentación tanto de agua como de combustible.
3. Combinar los planes tradicionales de inspección con esta nueva filosofía que permita al ingeniero lograr un mejor aprovechamiento en el proceso de inspección, análisis y evaluación de la caldera.
4. Con la finalidad de realizar proyecciones de probabilidad de falla en futuros eventos, se sugiere utilizar elementos de simulación tal como Montecarlo que es empleada actualmente por la ASME.

5. Generar base de datos para probabilidad de falla en componentes y equipos de la Refinería Estatal de Esmeraldas, con la finalidad de analizar bajo RBI las probabilidades de falla a futuro.

APENDICES

APENDICE A

EFFECTIVIDAD DE LAS TÉCNICAS DE INSPECCIÓN PARA VARIOS TIPOS DE DAÑOS

Técnica de Inspección	Reducción de espesor	Fisuras en superficie	Fisuras subsuperficiales	Formación de microfisuras	Cambios metalográficos	Cambios dimensionales	Ampolladuras
Inspección Visual	1-3	2-3	X	X	X	1-3	1-3
Ondas longitudinales de ultrasonido	1-3	3-X	3-X	2-3	X	X	1-2
Ondas superficiales de ultrasonido	X	1-2	1-2	2-3	X	X	X
Partículas magnéticas fluorescentes	X	1-2	3-X	X	X	X	X
Tintas penetrantes	X	1-3	X	X	X	X	X
Emisión acústica	X	1-3	1-3	3-X	X	X	3-X
Corrientes de Eddy	1-2	1-2	1-2	3-X	X	X	X
Detección de fugas	1-2	X	X	X	X	X	X
Radiografía	1-3	3-X	3-X	X	X	1-2	X
Medición de dimensiones	1-3	X	X	X	X	1-2	X
Metalografía	x	2-3	2-3	2-3	1-2	X	X

1= Muy efectivo

2 = Efectividad normal

3 = Posiblemente efectivo

X = No se usa normalmente

APÉNDICE B

INSPECCIONES RECOMENDADAS Y CRITERIOS DE ACEPTACIÓN PARA LOS MECANISMOS DE DETERIORO DE

ACUERDO A LA NORMA API 573

Mecanismo de Deterioro	Manifestación	Técnica de Inspección	Criterio de Aceptación Típico	Métodos de Prevención
Creep/Ruptura por Tensión	Protuberancia en tubos	Inspección Visual Medición dimensional	Máximo 1% - 5% de crecimiento	Reducir la temperatura de metal del tubo y / o tensiones de operación
Creep	Protuberancia en tubos	Metalografía en sitio	No hay criterio definido, evalúe la cantidad y severidad del daño	Reducir la temperatura de metal del tubo y / o tensiones de operación
Creep	Pandeo en tubos	Medición dimensional de la cantidad pandeada	Máximo 5 diámetros de tubo	Revisar la temperatura de operación del metal, el sistema de soporte de los tubos
Transformación metalúrgica de materiales ferríticos	Alta dureza	Pruebas de dureza	Máximo 220 BHN para aceros al carbono y 280 BHN para Cr - Mo	Revisar la operación de los quemadores e indicadores de proceso
Adelgazamiento, oxidación externa	Perdida general del metal	Medición ultrasónica	Espesor mayor que el mínimo espesor requerido para ser cambiado	Reducir la temperatura de operación del tubo, cambiar el material por otro más resistente a la oxidación
Adelgazamiento, erosión	Perdida localizada de metal	Medición ultrasónica Pruebas radiográficas	Espesor mayor que el mínimo espesor requerido para ser cambiado	Revisar las tasas de fluido, revisar la composición del fluido, considerar cambiar el material.

APÉNDICE C

DATOS DE LA CALDERA ACUATUBULAR YB-7005 EMPLEADOS EN EL ANALISIS CUANTITATIVO

Zona	Tiempo Servicio (yr)	Diámetro Diseño (in)	Esesor Diseño (in)	Esesor Instalado ¹ (in)	Esesor Medido (in)	Tasa de Corrosión (in/yr)	Temp. Diseño (°F)	Temp. Operación (°F)	Presión Diseño (PSI)	Presión Operación (PSI)	Material de Construcción
TUBOS											
Banco generador	5,9	2,5	0,125	0,144	0,138	0,001017	700	550	770	592	SA-192
Pared lateral izquierda	5,9	2,5	0,165	0,190	0,187	0,000508	700	600	770	592	SA-192
Pared lateral derecha	5,9	2,5	0,165	0,190	0,186	0,000678	700	600	770	592	SA-192
Pared posterior	5,9	2,5	0,165	0,190	0,184	0,001017	700	500	770	592	SA-192
Techo del hogar	5,9	2,5	0,180	0,207	0,194	0,002203	700	600	770	592	SA-192
Pared frontal A	5,9	2,5	0,180	0,207	0,186	0,003559	700	600	770	592	SA-192
Pared frontal B ²	5,9	2,5	0,220	0,253	0,237	0,002712	700	600	770	592	SA-192
Piso	5,9	2,5	0,180	0,207	0,197	0,001695	700	450	770	592	SA-192
Pantalla	5,9	2,5	0,165	0,190	0,172	0,003051	700	650	770	592	SA-192
Sobrecalentador	5,9	2,5	0,220	0,253	0,239	0,002373	752	700	770	592	SA-213-T11
Alimentadores	5,9	3,0	0,180	0,207	0,201	0,001000	650	450	770	592	SA-192
Retorno	5,9	4,0	0,203	0,233	0,226	0,001186	650	500	770	592	SA-192
Vapor Saturado	5,9	10,75	0,593	0,682	0,676	0,001000	650	500	770	592	SA-106-B
Atemperador	5,9	10,75	0,593	0,682	0,676	0,001000	684	450	770	592	SA-106-B
Cabezales sobrecalentador	5,9	12,75	0,875	1,000	0,994	0,001017	752	600	770	592	SA-106-B
Cabezales pared lateral	5,9	12,75	0,875	1,000	0,990	0,001695	650	500	770	592	SA-192
DOMOS											
Domo de vapor	5,9	60,75	1,75	2,0125	2,0066	0,001	700	600	770	592	SA-516-70
Domo de agua	5,9	41,5	2,25	2,5875	2,5816	0,001	700	600	770	592	SA-516-70
OTROS ELEMENTOS											
Ducto de gases ³	5,9	79,58	0,25	0,275	0,259	0,002712	-	600	-	-	ASTM A36
Ducto de aire ³	5,9	54	0,25	0,275	0,261	0,002373	-	500	-	-	ASTM A36

¹ El espesor instalado corresponde a un 15% mas que el espesor de diseño.

² Estos tubos rodean a los quemadores, por ello tienen un espesor mayor que los otros que conforman la pared frontal.

³ Para el análisis cuantitativo se empleo el diámetro equivalente debido a que los ductos son cuadrados, $De = (2a*b)/(a+b)$

APÉNDICE D

SUBFACTOR DE MÓDULO TÉCNICO POR REDUCCIÓN DE ESPESOR

Numero de Inspecciones	1			2			3			4			5			
	M	R	N	A	M	R	N	A	M	R	N	A	M	R	N	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1	2	1	1	1
0.14	20	17	10	6	13	6	1	10	3	1	1	7	2	1	1	1
0.16	90	70	50	20	50	20	4	40	10	1	30	5	1	20	2	1
0.18	250	200	130	70	170	70	10	130	35	3	100	15	1	70	7	1
0.20	400	300	210	110	290	120	20	240	60	5	180	20	2	120	10	1
0.25	520	450	290	150	350	170	30	260	80	6	200	30	2	150	15	2
0.30	650	550	400	200	400	200	40	320	110	9	240	50	4	180	25	3
0.35	750	650	550	300	600	300	80	540	150	20	440	90	10	350	70	6
0.40	900	800	700	400	700	400	120	600	200	50	500	140	20	400	110	10
0.45	1050	900	810	500	800	500	160	700	270	60	600	200	30	500	160	20
0.50	1200	1100	970	600	1000	600	200	900	360	80	800	270	50	700	210	40

M: Mala R: Regular N: Normal A: Alta

Instrucciones:

1. Identifique la columna con el valor calculado de ar/t o el próximo alto valor. Puede usarse interpolación entre filas.
2. Determine el subfactor con base a la columna apropiada para el número de inspecciones o la más alta efectividad de inspeccion.

APÉNDICE E

SUBFACTOR DE MÓDULO TÉCNICO POR AGRIETAMIENTO CAUSTICO

N° de Inspecciones	1			2			3			4			5			6					
	Efectividad de Inspección			Efectividad de Inspección			Efectividad de Inspección			Efectividad de Inspección			Efectividad de Inspección			Efectividad de Inspección					
Índice de severidad	No Inspección	Mala	Regular	Normal	Alta	Mala	Regular	Normal	Alta	Mala	Regular	Normal	Alta	Mala	Regular	Normal	Alta	Mala	Regular	Normal	Alta
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	10	8	3	1	1	6	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50	50	40	17	5	3	30	10	2	1	20	5	1	1	10	1	1	1	1	1	1	1
100	100	80	33	10	5	60	20	4	1	40	10	2	1	20	5	1	1	10	2	1	1
500	500	400	170	50	25	300	100	20	5	200	50	8	1	100	25	2	1	50	10	1	1
1000	1000	800	330	100	50	600	200	40	10	400	100	16	2	200	50	5	1	100	25	2	1
5000	5000	4000	1670	500	250	3000	1000	250	50	2000	500	80	10	1000	250	25	2	500	125	5	1

SUBFACTOR DE MÓDULO TÉCNICO AJUSTADO PARA ATAQUE POR HIDROGENO

Índice de Severidad	Primera Inspección Efectividad			Segunda Inspección Efectividad			
	No Inspección	Mala	Regular	Normal	Mala	Regular	Normal
Daño Observado	-	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Alta Susceptibilidad	2000	1800	1200	800	1600	800	400
Media Susceptibilidad	200	1800	1200	80	160	80	40
Baja Susceptibilidad	20	18	12	8	16	8	4
No Susceptible	1	1	1	1	1	1	1

APÉNDICE F

SUBFACTOR DE MÓDULO TÉCNICO PARA FRACTURAS POR FRAGILIZACION

NO PWHT	Espesor (pulgadas)									
	0.25	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	
T-T _{ref} 100	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.9	1.1	1.2	
80	0.0	0.0	0.0	0.8	1.1	2	2	4	6	
60	0.0	0.0	1.0	2	4	9	19	36	60	
40	0.0	0.7	2	9	29	69	133	224	338	
20	0.1	1.3	10	49	143	296	500	741	1008	
0	0.9	3	39	175	424	759	1142	1545	1950	
-20	1.2	7	109	405	850	1366	1897	2415	2903	
-40	2	16	220	697	1317	1969	2596	3176	3703	
-60	2	30	350	988	1740	2479	3160	3769	4310	
-80	3	46	474	1239	2080	2873	3581	4203	4746	
-100	4	61	579	1436	2336	3160	3883	4509	5000	



CIB-ESPOL

PWHT	Espesor (pulgadas)									
	0.25	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	
T-T _{ref} 100	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
80	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	
60	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.9	1.1	1.3	
40	0.0	0.0	0.0	0.5	1.1	1.3	2	3	4	
20	0.0	0.0	0.6	1.2	2	4	7	13	23	
0	0.0	0.0	1.1	2	6	14	29	53	88	
-20	0.0	0.4	2	5	17	41	83	144	224	
-40	0.0	0.9	3	12	38	90	171	281	416	
-60	0.0	1.1	5	22	68	153	277	436	623	
-80	0.0	1.2	7	34	102	219	382	582	810	
-100	0.0	1.3	9	46	133	277	472	704	962	



CIB-ESPOL

APÉNDICE G

PARAMETROS LARSON-MILLER PARA LOS TUBOS DE LA CALDERA YB-7005 (ADAPTADO DE API RP 530)

MATERIALES	A0	A1	A2	A3	A4	Constante C
	Acero de bajo Carbono A 161 A192	3.98044E+01	-1.55223E-01	0.000000E+00	-2.52453E+00	
1 ½ Cr - ½ Mo A 213 T11 A 355 P11 A 200 T11	4.26001E+01	0.000000E+00	0.000000E+00	-2.62249E+00	0.000000E+00	20

Notas:

1. La lista completa para todos los materiales esta disponible en API RP 530 Calculation of Heater Tube Thickness in Petroleum Refineries.
2. Las unidades para las ecuaciones en la tabla son como sigue: σ está en Ksi.
3. El Parámetro Larson-Miller, se calcula con la ecuación:

$$LMP = A_0 + A_1\sigma + A_2\sigma^2 + A_3 \ln \sigma + A_4 \exp[-\sigma]$$

BIBLIOGRAFÍA

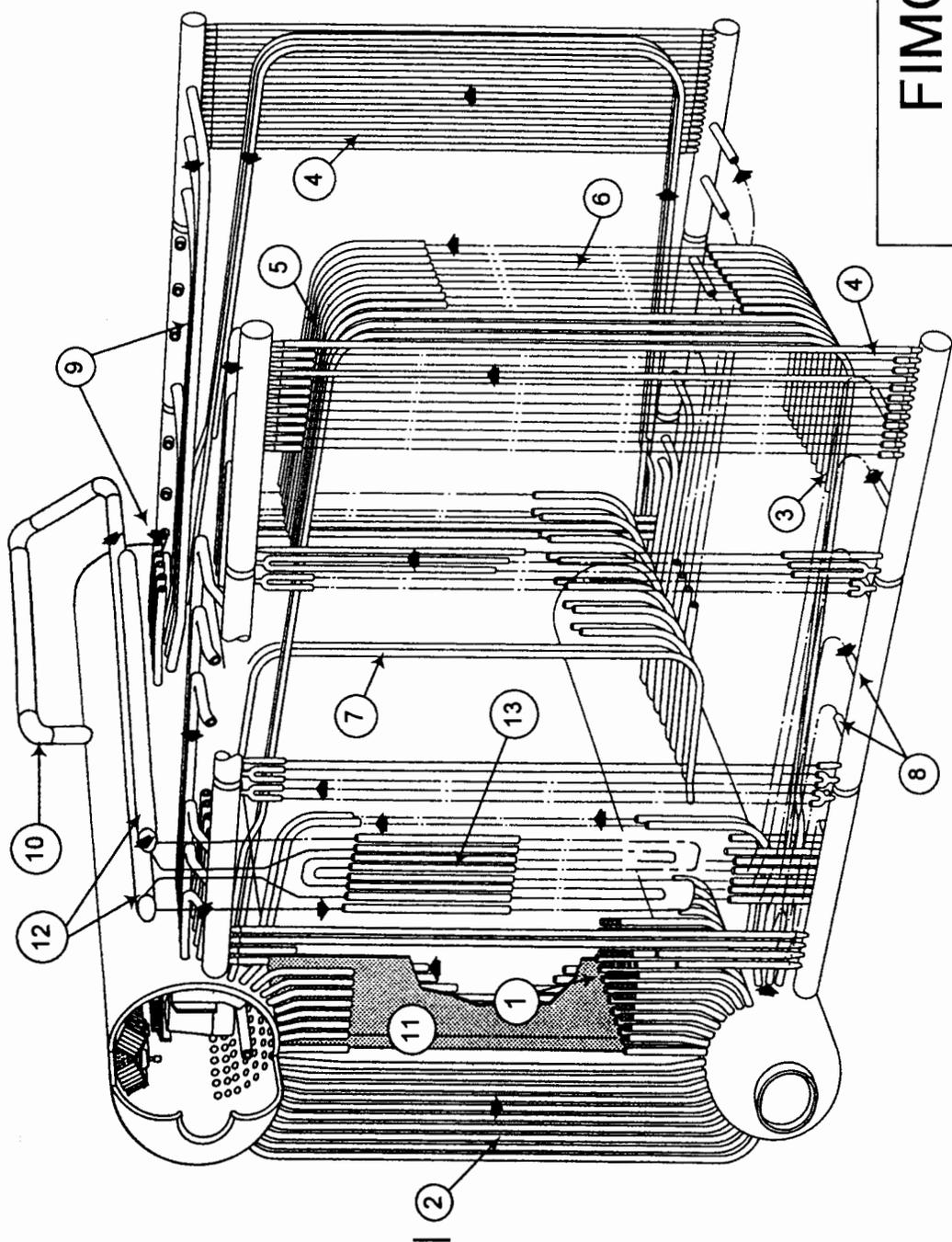
1. AEI METALLURGICAL SERVICES, Condition Assessment and Failure Analysis of Boiler Tubes from Esmeraldas Refinery, Service Report, November 2003
2. API PUBLICATION 581, Risk Based Inspection. Base Resource Document, First Edition, May 2000
3. API RECOMMENDED PRACTICE 573, Inspection of Fired Boilers and Heaters, Second Edition, February 2003
4. API RECOMMENDED PRACTICE 579, Fitness-for-Service, First Edition, January 2000
5. API RECOMMENDED PRACTICE 580, Risk-based Inspection, First Edition, May 2002

6. ASME CRTD Vol. 41, Risk-Based Methods for Equipment Life Management, ASME International, U.S.A. 2003.
7. BABCOCK & WILCOX, Inspection Of Boiler Pressure Part Components For Petroindustrial - Refinería Estatal de Esmeraldas, Field Service Report, November 2003
8. BABCOCK & WILCOX, Notis® Inspection of Superheater Tubes For Petroindustrial - Esmeraldas Refinery, Boiler #5, Service Report, November 2003
9. CHAVEZ WILSON, "Gestión del Análisis de Riesgos Aplicados en Procesos de Inspección Técnica de Tanques de Almacenamiento" (Tesis, Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2004)
10. EUGENE A. AVALLONE, Manual del Ingeniero Mecánico, Mc Graw-Hill / Interamericana de México, S.A. de C.V, Tercera Edición en Español, México 1995, Tomo 1
11. FRANK KREITH, Principios de Transferencia de calor, Herrero Hermanos, Sucesores, S.A., Primera Edición, México 1970, pp 392-393

12. J. B. JONES – R. E. DUGAN, Ingeniería Termodinámica, Prentice-Hall Hispanoamericana S.A., Primera Edición, México 1997, pp 898
13. ROBERT D. PORT, Guía NALCO para el Análisis de Fallas en Calderas, Mc Graw-Hill / Interamericana Editores, S.A. de C.V, Primera Edición, México 1997
14. ROYAL & SUNALLIANCE ENGINEERING, Best Practice for Risk Based Inspection as a part of Plant Integrity Management, Health & Safety Executive, First Edition, London, September 2001

LEYENDA:

1	BANCO GENERADOR
2	PARED POSTERIOR CALDERA
3	TUBOS PISO DEL HORNO
4	PAREDES LATERALES DEL HORNO
5	TUBOS TECHO DEL HORNO
6	PARED FRONTAL HORNO
7	TUBOS PANTALLA
8	TUBOS ALIMENTADORES
9	TUBOS DE RETORNO
10	TUBO DE VAPOR SATURADO
11	DEFLECTOR METALICO
12	CABEZALES DEL SOBRECALENTADOR
13	ELEMENTOS DEL SOBRECALENTADOR
➔	SISTEMA DE CIRCULACION DEL FLUIDO



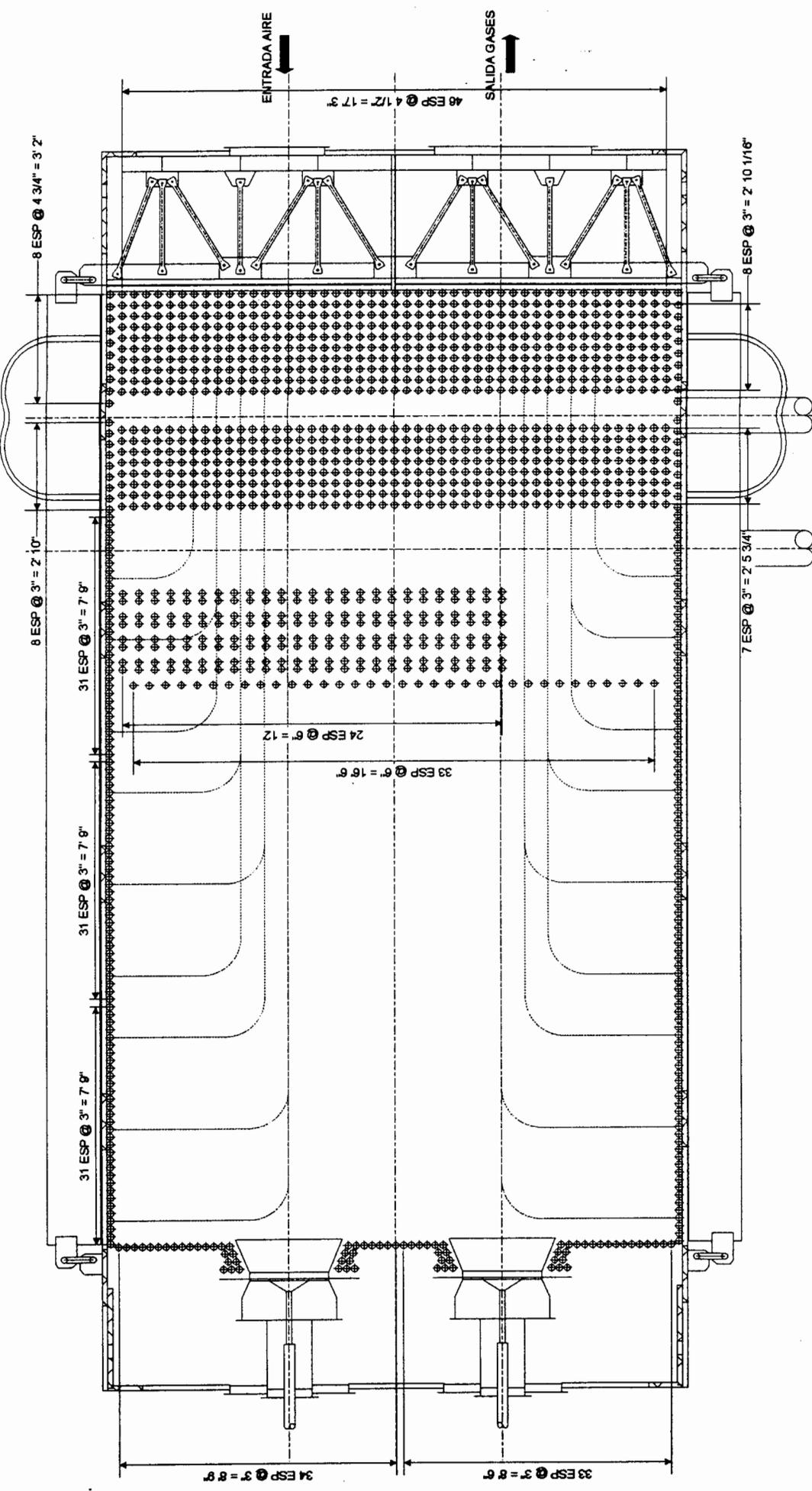
FECHA:	NOMBRE:
Dibujó: 13/11/04 J. L. Mora	
Revisó: 14/11/04 Ing. Peña	
PLANO N°:	
1	

FIMCP - ESPOL

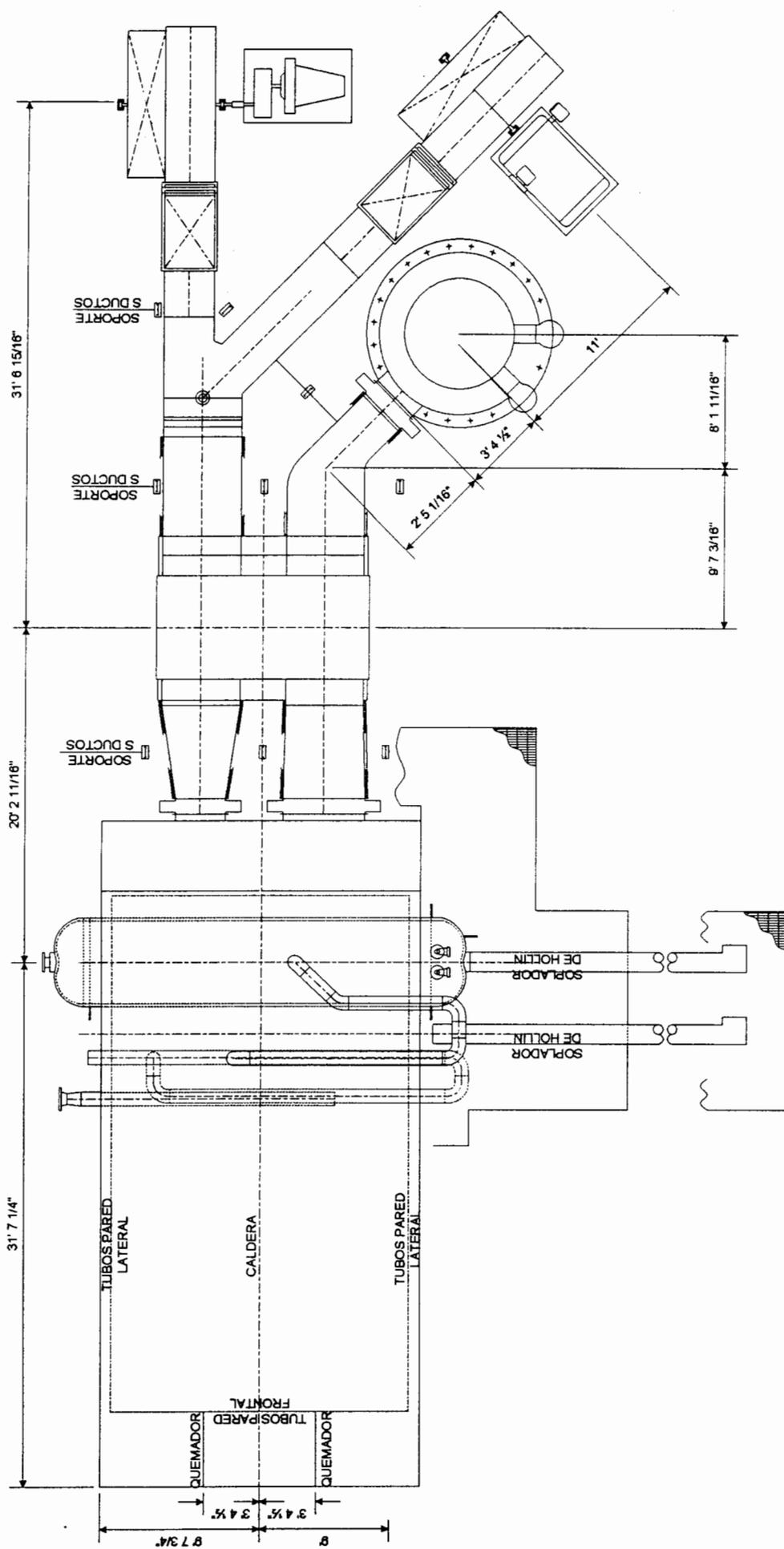
PROYECTO: **ANALISIS DE RIESGO CALDERA YB-7005**

ESCALA: N/A	CONTENIDO: UBICACIÓN DE TUBOS EN LA CALDERA
-------------	---

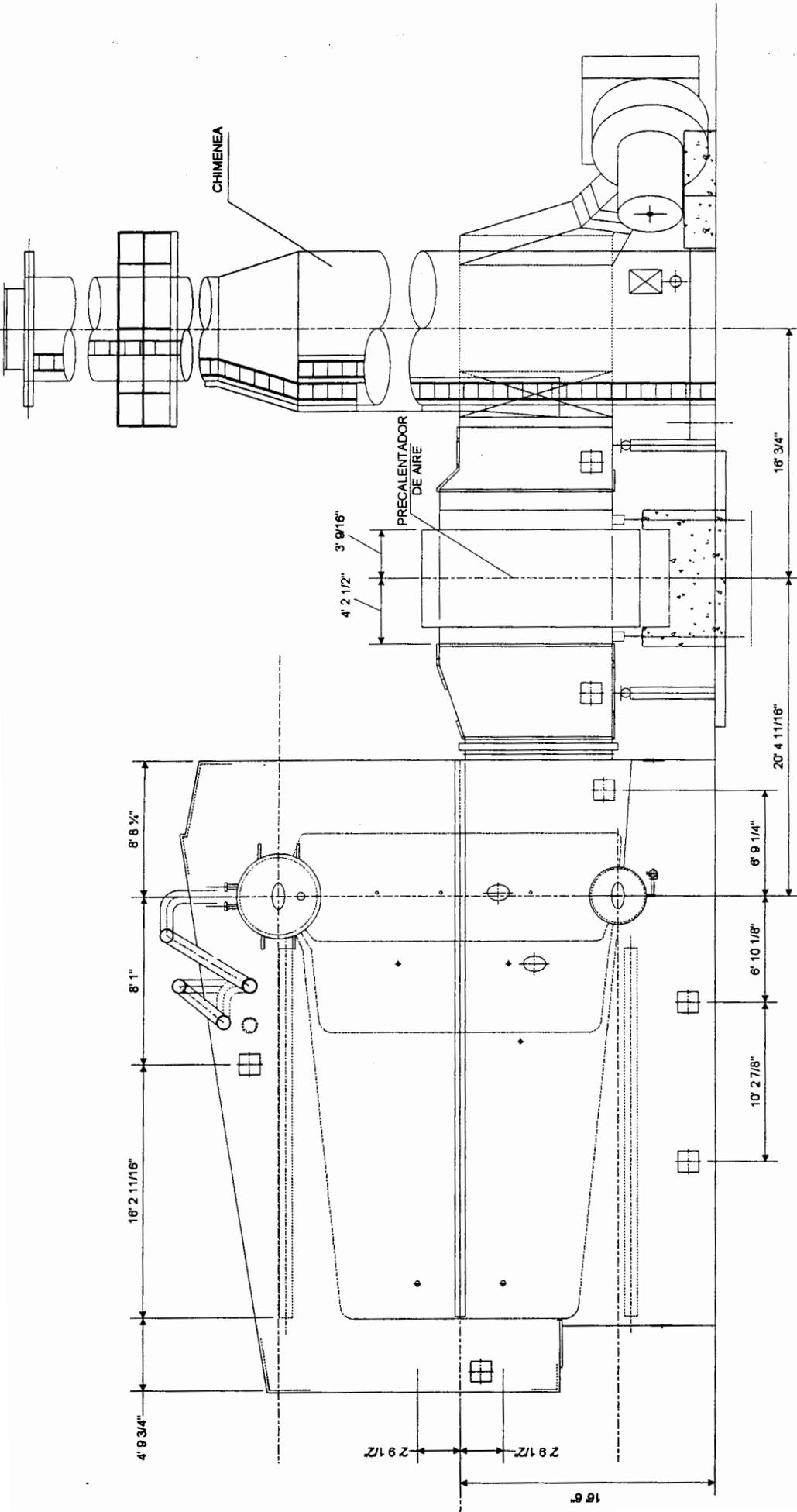




FECHA: NOMBRE:		3
Dibujó: J. L. Mora		
Revisó: 14/11/04 Ing. Peña		
PROYECTO: FIMCP - ESPOL		PLANO N°:
ANÁLISIS DE RIESGO CALDERA YB-7005		
ESCALA: N/A	CONTENIDO: VISTA EN PLANTA SECCIONADA	

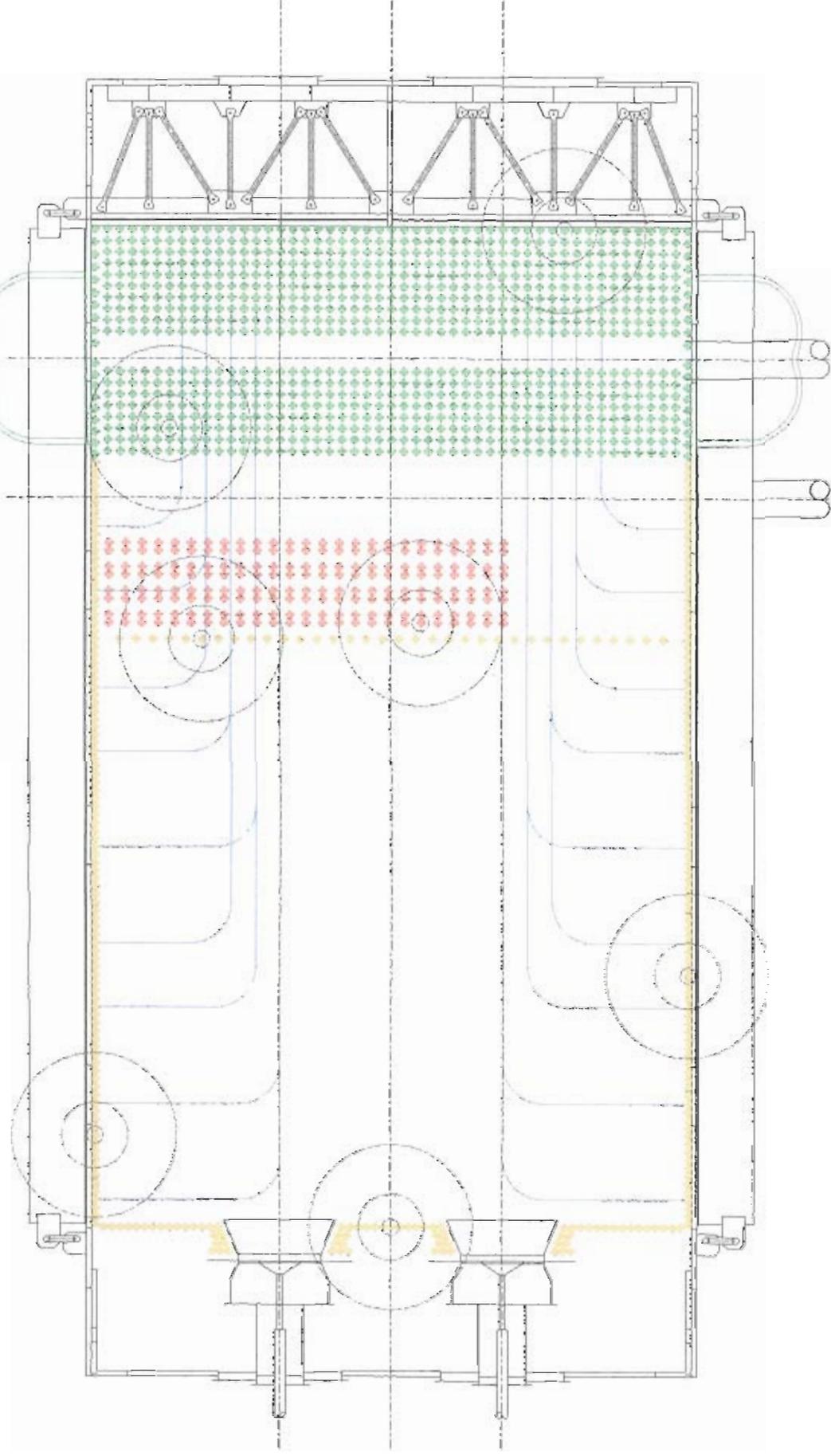


FECHA: NOMBRE:		4
Dibujó: 13/11/04	J. L. Mora	
Revisó: 14/11/04	Ing. Peña	
PROYECTO: FIMCP - ESPOL		PLANO N°:
ANÁLISIS DE RIESGO CALDERA YB-7005		ESCALA: N/A
CONTENIDO: ARREGLO GENERAL VISTA EN PLANTA		



FECHA: NOMBRE:	
Dibujó: 13/11/04	J. L. Mora
Revisó: 14/11/04	Ing. Peña
PLANO N°:	
5	
FIMCP - ESPOL	
ANÁLISIS DE RIESGO CALDERA YB-7005	
PROYECTO:	CONTENIDO:
ESCALA: N/A	ARREGLO GENERAL ELEVACION LATERAL

ECCIONADA

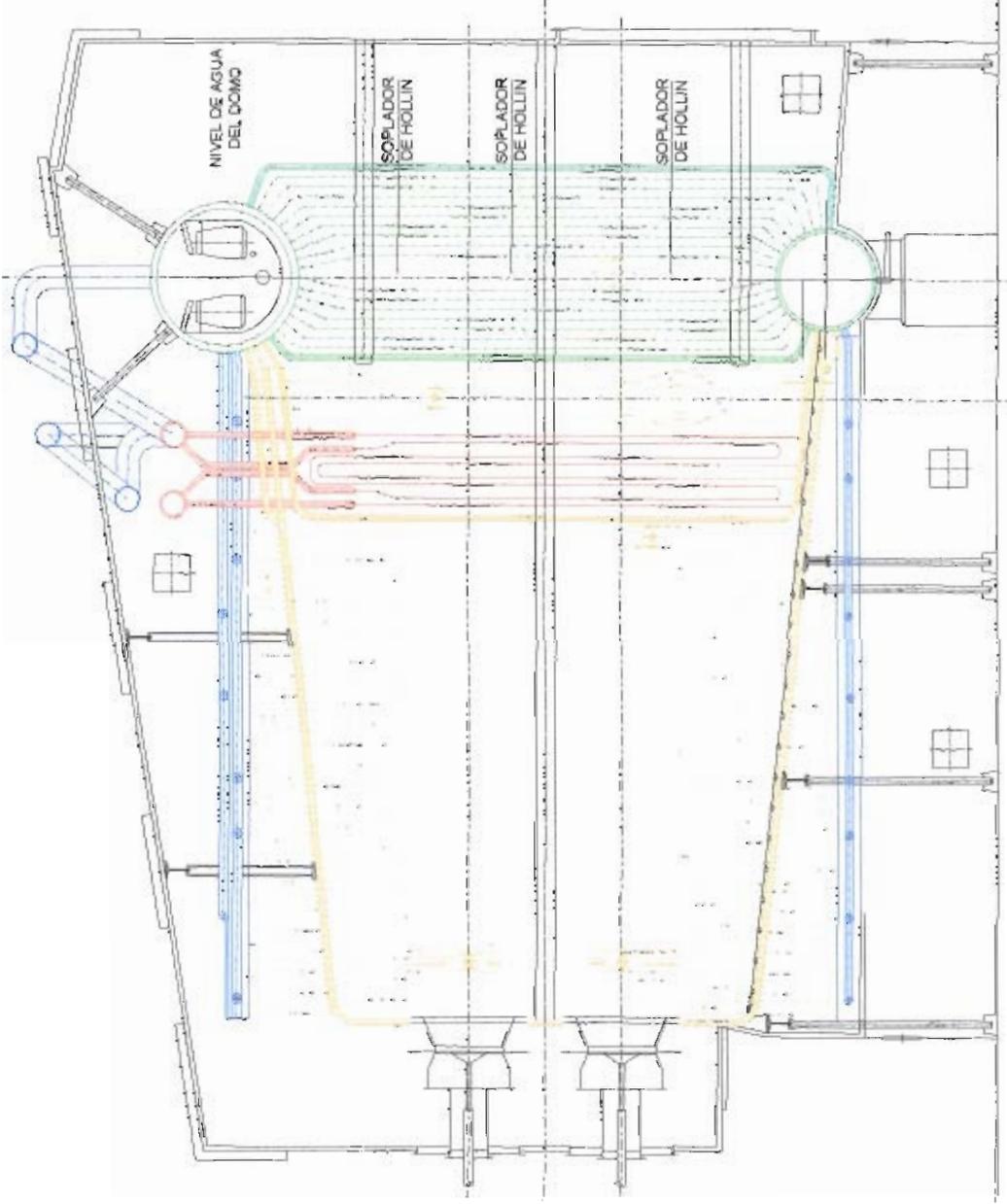


LEYENDA

- | Indice (\$/año) | Color |
|-----------------|-------|
| 0 - 500 | |
| 5000 - 10000 | |
| 20.000 - 50.000 | |
| > 50.000 | |
| Area Afectada | |

FECHA:	NOMBRE:
	Dibujó: 13/11/04 J. L. Mora
Revisó: 14/11/04 Ing. Peña	PLANO N°:
6	
FIMCP - ESPOL	
ANALISIS DE RIESGO CALDERA YB-7005	
ESCALA:	CONTENIDO:
N/A	ZONAS DE RIESGO (VISTA EN PLANTA)

ATERAL SECCIONADA



LEYENDA

Indice (\$/año)	Color
0 - 500	Blue
5000 - 10000	Green
20.000 - 50.000	Yellow
> 50.000	Red

FIMCP - ESPOL

PROYECTO: **ANALISIS DE RIESGO CALDERA YB-7005**

ESCALA: **N/A**



CONTENIDO: **ZONAS DE RIESGO (ELEVACION LATERAL)**

FECHA:	NOMBRE:
Dibujó: 13/11/04	J. L. Mora
Revisó: 14/11/04	Ing. Peña
PLANO N°: 7	