

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

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	Coeficiente 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

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
Pr	Perlita
P_a	Presión atmosférica
P_{dis}	Presión de diseño
P_{H_2}	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
Riesgo _s	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_{lec}	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 Suelta
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 acuotubular 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 sobre-calentamiento.....	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 tiempo.....	206
--	-----

ÍNDICE DE TABLAS

	<u>Pág.</u>
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 horno.....	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)