## 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 esta 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

Pág.

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. Importancia de un programa de inspección 4
	2. El programa de inspección basada en riesgo 5
		1. Metodología 7
		2. Análisis cualitativo 11
		3. Análisis cuantitativo 12
		4. Aptitud para el servicio 16
	3. Técnicas de Inspección y formas de deterioro que se pueden encontrar 16
		1. Efectividad de una técnica de inspección 17
		2. Técnicas de inspección empleadas en calderas 19
		3. Identificación de mecanismos de deterioramiento y modos de falla 23
	4. Tipos de falla comunes en calderas acuatubulares 24
		1. Fallas en tubos y domos 25
		2. Fallas en otros componentes 37
	5. Probabilidad y consecuencia para un programa de inspección basada en riesgo 39
		1. Probabilidad de falla 40
		2. Consecuencia de falla 54
	6. Determinación del riesgo 62

CAPÍTULO 2

1. DESARROLLO DEL PROGRAMA DE INSPECCION 66
	1. Propósito de un programa de inspección 66
	2. Descripción de la unidad a analizar 66
	3. Desarrollo del programa de inspección 75
		1. Selección de técnicas de inspección para el análisis de riesgo a la caldera en estudio 76
	4. Inspecciones efectuadas a la caldera 78
		1. Tubos y domos 80
		2. Quemadores 94
		3. Otras partes 96
	5. Resultados de la inspección a la caldera 101

CAPÍTULO 3

1. ANALISIS DE RIESGO 125
	1. El programa de inspección basada en riesgo 125
	2. Análisis cualitativo 127
		1. Categoría de probabilidad 129
		2. Categoría de consecuencia 130
		3. Determinación del riesgo 132
	3. Análisis cuantitativo 135
		1. Módulos técnicos empleados en el análisis cuantitativo 138
		2. Probabilidad de falla 156
		3. Consecuencia de falla 177
		4. Determinación del riesgo 189
	4. Análisis de resultados de la inspección basada en riesgo 191
		1. Zonas de riesgo en la caldera 194

CAPÍTULO 4

1. APTITUD PARA EL SERVICIO 196
	1. Niveles de evaluación 196
	2. Resultados de la inspección 200
	3. Acondicionamientos a realizar en el equipo 201

CAPÍTULO 5

1. 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

ft2 Pies cuadrados

HRB Dureza Rockwell B

in Pulgadas

in/yr Pulgadas por año

in2 Pulgadas cuadradas

Kg/cm2 Kilogramos por centímetro cuadrado

lb Libras

Lb.mol Libras mol

lb/ft3 Libra por pie cúbico

lb/sec libras por segundo

LMP(σ) Parámetro Larson-Miller

ln Logaritmo natural

m2 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

Cm Constante del material

CA Tolerancia de Corrosión

Cd Coeficiente de descarga

CP Calor específico a presión constante

Cs Consecuencia de falla para cada escenario

CV Calor específico a volumen constante

ΔFATT Temperatura de transición para la fractura

ΔT5% Temperatura de sobrecalentamiento

ΔToh Severidad de posible sobrecalentamiento

eactua Espesor de pared en la medición actual

eanterior Espesor de pared en la medición anterior

eretiro Espesor de pared de retiro

F Ferrita

FA Factor de ajuste

FC Factor de complejidad

FCD Factor de condición

FD Factor de división

FE Factor de modificación de equipo

FF Factor de falla

FFST Factor de falla por fluencia a corto plazo

FM Factor de evaluación del sistema de administración

FM Factor de Monitoreo

FR Factor de ramificación

FrecuenciaAjustada Frecuencia ajustada de falla

Frecuenciagenérica Frecuencia genérica de falla

FSD Factor de Sobre Diseño

I Inyecciones

Ins. Tipo de descarga instantánea

K CP/CV

L Vida de ruptura

M Peso molecular

min Mínimo

MW Mínimo espesor de pared

OD Diámetro exterior

P Presión

Pr Perlita

Pa Presión atmosférica

Pdis Presión de diseño

PH2 Presión Parcial de Hidrógeno

Pm Presión del elemento

Poper Presión de operación

Ps Probabilidad de falla para cada escenario

Ptrans Presión de transición

Pv Parámetro para determinar la susceptibilidad

r Tasa de corrosión

R Constante universal de los gases

RiesgoElemento 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

Tactual Espesor actual

TEM Temperatura Elástica del metal

th Tiempo en horas

tlec Tiempo entre lecturas

Tmin Temperatura mínima

TMSF Subfactor de Módulo Técnico

TMSFLT Subfactor de Módulo Técnico para fluencia a largo plazo

TMSFST Subfactor de Módulo Técnico para fluencia a corto plazo

TMT Temperatura de Metal del Tubo

toh Duración de un evento de sobrecalentamiento

Toperación Temperatura de operación

TPS Tratamiento Post Suelda

Tref Temperatura de referencia

V Válvulas

Vc Velocidad de corrosión

W Widmanstatten

Wgs Tasa de descarga del gas sónica

Wgss Tasa de descarga del gas subsónica

X Tasa de emisión o masa disponible

yi Fracción Molar

# ÍNDICE DE FIGURAS

##### Pág.

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 sobre-

calentador 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 Nº 1, indicando las escamas

de oxido 116

Figura 2.27. Microestructura observada en la región de falla

(posición 12h00) en el tubo Nº 1 117

Figura 2.28. Microestructura observada en la región de falla

(posición 6h00) en el tubo Nº 1 118

Figura 2.29. Microestructura observada en la región de falla

(posición 12h00) en el tubo Nº 2 119

Figura 2.30. Microestructura observada en la región de falla

(posición 6h00) en el tubo Nº 2 120

Figura 2.31. Microestructura observada junto a la región de falla

(posición 12h00) en el tubo Nº 2 121

Figura 2.32. Microestructura observada junto a la región de falla

(posición 6h00) en el tubo Nº 2 122

Figura 2.33. Microestructura observada (posición 6h00 y 12h00)

en el tubo Nº 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

##### 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 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)