



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE
CHIMBORAZO**

**FACULTAD DE MECÁNICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO**

**“ANÁLISIS, EVALUACIÓN Y PREVENCIÓN DE FALLAS
POTENCIALES MEDIANTE MEDICIÓN DE ESPESORES
POR ULTRASONIDO EN BASE A LA NORMA ASTM E-
797 Y BAJO LA APLICACIÓN DE LA NORMA API 570,
EN LA CALDERA Y SISTEMA DE VAPOR DEL
HOSPITAL DEL IESS EN LA CIUDAD DE RIOBAMBA”**

**PILCO PILCO ROLANDO JAVIER
TOAPANTA CAJAMARCA EDGAR PATRICIO**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE MANTENIMIENTO

RIOBAMBA – ECUADOR

2014

ESPOCH

Facultad de Mecánica

CERTIFICADO DE APROBACIÓN DE TESIS

2013-09-26

Yo recomiendo que la Tesis preparado por:

ROLANDO JAVIER PILCO PILCO

Titulada:

**“ANÁLISIS, EVALUACIÓN Y PREVENCIÓN DE FALLAS POTENCIALES
MEDIANTE MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO EN BASE A
LA NORMA ASTM E-797 Y BAJO LA APLICACIÓN DE LA NORMA API 570,
EN LA CALDERA Y SISTEMA DE VAPOR DEL HOSPITAL DEL IESS EN LA
CIUDAD DE RIOBAMBA”**

Sea aceptada como parcial complementación de los requerimientos para el Título de:

INGENIERO DE MANTENIMIENTO

Ing. Marco Santillán Gallegos
DECANO DE LA FAC. DE MECÁNICA

Nosotros coincidimos con esta recomendación:

Ing. Fernando González
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Verónica Chávez
ASESOR DE TESIS

ESPOCH

Facultad de Mecánica

CERTIFICADO DE APROBACIÓN DE TESIS

2013-09-26

Yo recomiendo que la Tesis preparado por:

EDGAR PATRICIO TOAPANTA CAJAMARCA

Titulada:

**“ANÁLISIS, EVALUACIÓN Y PREVENCIÓN DE FALLAS POTENCIALES
MEDIANTE MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO EN BASE A
LA NORMA ASTM E-797 Y BAJO LA APLICACIÓN DE LA NORMA API 570,
EN LA CALDERA Y SISTEMA DE VAPOR DEL HOSPITAL DEL IESS EN LA
CIUDAD DE RIOBAMBA”**

Sea aceptada como parcial complementación de los requerimientos para el Título de:

INGENIERO DE MANTENIMIENTO

Ing. Marco Santillán Gallegos
DECANO DE LA FAC. DE MECÁNICA

Nosotros coincidimos con esta recomendación:

Ing. Fernando González
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Verónica Chávez
ASESOR DE TESIS

CERTIFICADO DE EXAMINACIÓN DE TESIS

NOMBRE DEL ESTUDIANTE: PILCO PILCO ROLANDO JAVIER

TÍTULO DE LA TESIS: “ANÁLISIS, EVALUACIÓN Y PREVENCIÓN DE FALLAS POTENCIALES MEDIANTE MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO EN BASE A LA NORMA ASTM E-797 Y BAJO LA APLICACIÓN DE LA NORMA API 570, EN LA CALDERA Y SISTEMA DE VAPOR DEL HOSPITAL DEL IESS EN LA CIUDAD DE RIOBAMBA”

Fecha de examinación: 2014-07-14

RESULTADOS DE LA EXAMINACIÓN:

COMITÉ DE EXAMINACIÓN	APRUEBA	NO APRUEBA	FIRMA
Ing. Marco Santillán Gallegos PRESIDENTE TRIB. DEFENSA			
Ing. Fernando González Puente DIRECTOR DE TESIS			
Ing. Verónica Chávez ASESOR			

* Más que un voto de no aprobación es razón suficiente para la falla total.

RECOMENDACIONES:

El Presidente del Tribunal certifica que las condiciones de la defensa se han cumplido.

Ing. Marco Santillán Gallegos
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

CERTIFICADO DE EXAMINACIÓN DE TESIS

NOMBRE DEL ESTUDIANTE: TOAPANTA CAJAMARCA EDGAR PATRICIO

TÍTULO DE LA TESIS: “ANÁLISIS, EVALUACIÓN Y PREVENCIÓN DE FALLAS POTENCIALES MEDIANTE MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO EN BASE A LA NORMA ASTM E-797 Y BAJO LA APLICACIÓN DE LA NORMA API 570, EN LA CALDERA Y SISTEMA DE VAPOR DEL HOSPITAL DEL IESS EN LA CIUDAD DE RIOBAMBA”

Fecha de examinación: 2014-07-14

RESULTADOS DE LA EXAMINACIÓN:

COMITÉ DE EXAMINACIÓN	APRUEBA	NO APRUEBA	FIRMA
Ing. Marco Santillán Gallegos PRESIDENTE TRIB. DEFENSA			
Ing. Fernando González Puente DIRECTOR DE TESIS			
Ing. Verónica Chávez ASESOR			

* Más que un voto de no aprobación es razón suficiente para la falla total.

RECOMENDACIONES:

El Presidente del Tribunal certifica que las condiciones de la defensa se han cumplido.

Ing. Marco Santillán Gallegos
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

DERECHOS DE AUTORÍA

El trabajo de grado que presentamos, es original y basado en el proceso de investigación y/o adaptación tecnológica establecido en la Facultad de Mecánica de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. En tal virtud, los fundamentos teóricos-científicos y los resultados son de exclusiva responsabilidad de los autores. El patrimonio intelectual le pertenece a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

Rolando Javier Pilco Pilco

Edgar Patricio Toapanta Cajamarca

DEDICATORIA

Dedico en primer lugar a Dios por darme esa fuerza en cada momento, a mi querida madre y abuelita Carmen y Plácida que me supieron apoyar en los momentos buenos, malos y adversos de esta etapa y a toda mi familia. Finalmente a mis profesores por saber comprenderme, guiarme y compartir sus conocimientos día tras día durante toda mi carrera estudiantil.

Rolando Javier Pilco

A Dios por darme la vida, a mi familia por ser mi guía y apoyo, a mis profesores y amigos.

Edgar Patricio Toapanta

AGRADECIMIENTO

El más sincero agradecimiento a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, en especial a la Escuela de Ingeniería de Mantenimiento, por brindarnos la oportunidad de obtener una profesión y ser personas útiles a la sociedad.

Y en especial para todos los amigos, compañeros y personas que nos apoyaron de una u otra manera para culminar con éxito una etapa de nuestras vidas.

Rolando Javier Pilco

El más sincero agradecimiento a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, en especial a la Escuela de Ingeniería de Mantenimiento, por brindarnos la oportunidad de obtener una profesión y ser personas útiles a la sociedad.

Y en especial para todos los amigos, compañeros y personas que nos apoyaron de una u otra manera para culminar con éxito una etapa de nuestras vidas.

Edgar Patricio Toapanta

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 <i>Objetivos general</i>	3
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	3
2. MARCO TEÓRICO	
2.1 Generalidades del mantenimiento.....	5
2.2 Mantenimiento predictivo.....	6
2.2.1 <i>Método de ultrasonido</i>	7
2.2.2 <i>Naturaleza de las ondas ultrasónicas</i>	7
2.2.3 <i>Características de las ondas ultrasónicas</i>	7
2.2.3.1 <i>Propagación de las ondas</i>	8
2.2.3.2 <i>Velocidad</i>	8
2.2.3.3 <i>Frecuencia</i>	9
2.2.3.4 <i>Longitud de onda</i>	9
2.2.3.5 <i>Amplitud</i>	9
2.2.3.6 <i>Período</i>	9
2.2.3.7 <i>Intensidad acústica</i>	9
2.2.4 <i>Tipos de ondas ultrasónicas y aplicaciones</i>	10
2.2.4.1 <i>Ondas longitudinales ultrasónicas</i>	10
2.2.4.2 <i>Ondas transversales ultrasónicas</i>	10
2.2.4.3 <i>Ondas superficiales</i>	11
2.2.5 <i>Comportamiento de las ondas ultrasónicas</i>	11
2.2.5.1 <i>Incidencia normal</i>	12
2.2.5.2 <i>Incidencia angular</i>	12
2.2.6 <i>Métodos y técnicas de inspección ultrasónica</i>	12
2.2.6.1 <i>Método eco-pulsado</i>	12
2.2.6.2 <i>Método de transmisión</i>	12
2.2.7 <i>Características y especificaciones del equipo de ultrasonido</i>	13
2.3 <i>Funcionamiento y calibración del equipo de ultrasonido con sus componentes</i>	14
2.3.1 <i>Constitución y funcionamiento del equipo de ultrasonido</i>	14
2.3.2 <i>Palpador</i>	14
2.3.3 <i>Acoplante</i>	15
2.3.4 <i>Características del equipo</i>	16
2.3.5 <i>Visualización de la información</i>	16
2.3.5.1 <i>Escaneos-B</i>	16
2.3.6 <i>Calibración del equipo</i>	17
2.3.6.1 <i>Calibración de la compensación del cero del palpador</i>	17
2.3.6.2 <i>Calibración de la velocidad de propagación acústica del material</i>	17
2.3.6.3 <i>Calibración del cero</i>	17
2.4 <i>Normas ASTM E-797 y API 570</i>	18
2.4.1 <i>Norma ASTM E-797</i>	18
2.4.1.1 <i>General</i>	18
2.4.1.2 <i>Objetivo</i>	18
2.4.1.3 <i>Propósito</i>	18
2.4.1.4 <i>Procedimiento de inspección</i>	19
2.4.2 <i>Norma API 570</i>	19

2.4.2.1	<i>General</i>	19
2.4.2.2	<i>Objetivo</i>	19
2.4.2.3	<i>Propósito</i>	20
2.4.2.4	<i>Procedimiento de inspección</i>	20
2.5	Deterioro y mecanismos de falla en tuberías y calderas.....	22
2.5.1	<i>Fallas potenciales en tuberías de vapor</i>	22
2.5.1.1	<i>Corrosión galvánica</i>	23
2.5.1.2	<i>Corrosión atmosférica</i>	23
2.5.1.3	<i>Corrosión intergranular</i>	24
2.5.1.4	<i>Erosión y desgaste</i>	24
2.5.1.5	<i>Cavitación</i>	25
2.5.1.6	<i>Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos</i>	26
2.5.1.7	<i>Abolladuras con concentrador de esfuerzos</i>	26
2.5.1.8	<i>Grietas</i>	26
2.5.1.9	<i>Golpe de ariete</i>	26
2.5.1.10	<i>Agrietamiento por fatiga</i>	27
2.5.1.11	<i>Agrietamiento por fluencia</i>	27
2.5.2	<i>Indicadores de corrosión en tuberías</i>	27
2.5.3	<i>Fallas potenciales en calderas pirotubulares</i>	28
2.5.3.1	<i>Incrustaciones</i>	29
2.5.3.2	<i>Corrosión en calderos</i>	31
2.5.3.3	<i>Corrosión en el lado de agua</i>	32
2.5.3.4	<i>Corrosión en el lado de fuego</i>	33
2.5.3.5	<i>Consecuencia de la corrosión en calderas</i>	34
2.6	Determinación de espesores mediante inspección por ultrasonido.....	34
2.7	Procedimiento de inspección por ultrasonido.....	35
3.	PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO EN BASE A LA NORMA ASTM E-797	
3.1	Análisis de la situación actual de la institución.....	36
3.1.1	<i>Estructura organizacional</i>	36
3.1.2	<i>Reseña histórica de la institución</i>	36
3.1.3	<i>Situación actual de la sala de máquinas</i>	37
3.1.4	<i>Infraestructura de la sala de máquinas</i>	38
3.2	Procedimiento para medición de espesores.....	39
3.2.1	<i>Objetivo</i>	40
3.2.2	<i>Alcance</i>	40
3.2.3	<i>Definiciones</i>	40
3.3	Requerimientos según ASTM E-797.....	40
3.3.1	<i>Referencias</i>	40
3.3.2	<i>Personal</i>	41
3.3.3	<i>Equipo</i>	41
3.3.4	<i>Procedimiento</i>	42
3.3.5	<i>Informe</i>	42
3.3.6	<i>Normas de aceptación y rechazo</i>	42
3.4	Determinación de la técnica y método ultrasónico a utilizar.....	42
3.4.1	<i>Determinación del método de inspección</i>	42
3.4.1.1	<i>Método pulso-eco</i>	43
3.4.1.2	<i>Técnica de contacto directo</i>	43
3.4.2	<i>Determinación de onda ultrasónica</i>	44
3.4.2.1	<i>Ondas longitudinales o de compresión</i>	44
3.4.3	<i>Determinación de la velocidad de propagación de onda</i>	44
3.5	Identificación del tipo de material de la caldera y tubería de vapor.....	45
3.5.1	<i>Descripción general de la caldera</i>	45
3.5.2	<i>Capacidad de la caldera</i>	46

3.5.3	<i>Diseño</i>	46
3.5.4	<i>Materiales de construcción</i>	46
3.5.5	<i>Descripción de la tubería de vapor</i>	47
3.5.6	<i>Materiales de construcción</i>	47
3.5.7	<i>Bloque de calibración</i>	48
3.6	Determinación de espesores mediante inspección por ultrasonido.....	49
3.6.1	<i>Determinación de puntos críticos de inspección</i>	49
3.6.2	<i>Puntos de referencia de inspección</i>	49
3.6.3	<i>Selección de puntos de fácil acceso de inspección</i>	49
3.6.4	<i>Marcado y ubicación de los puntos críticos</i>	50
3.6.5	<i>Determinación de puntos críticos de inspección en la caldera</i>	51
3.7	Preparación de la superficie.....	51
3.7.1	<i>Aplicación del método de limpieza de superficie</i>	51
3.7.2	<i>Limpieza de óxido y otros elementos extraños</i>	52
3.8	Aplicación del equipo de ultrasonido.....	52
3.8.1	<i>Descripción del equipo ultrasonido</i>	52
3.8.2	<i>Palpador medidor de espesores</i>	53
3.8.2.1	<i>Configuración del palpador dual D790-SM</i>	54
3.8.3	<i>Calibración del equipo</i>	54
3.8.3.1	<i>Calibración de la compensación del cero del palpador (Do ZERO)</i>	55
3.8.3.2	<i>Calibración de la velocidad de propagación acústica en el material</i>	56
3.8.3.3	<i>Calibración del cero (CAL ZERO)</i>	57
3.8.4	<i>Calibración de la información obtenida</i>	57
3.8.5	<i>Verificación</i>	58
3.9	Adición del elemento acoplante en los puntos de medición.....	58
3.9.1	<i>Acoplante</i>	58
3.10	Medición de espesores en los puntos críticos seleccionados.....	59
3.11	Toma de datos.....	60
3.12	Registro de datos.....	61
3.13	Verificación de los datos almacenados.....	61
3.14	Limpieza de la superficie.....	62
3.15	Transferencia de datos.....	62
3.15.1	<i>Software Gageview</i>	62
3.16	Tabulación de los valores registrados.....	63
3.17	Informe.....	63
3.18	Métodos de evaluación.....	64
3.18.1	<i>Códigos, normas y especificaciones</i>	64
3.18.2	<i>Código</i>	64
3.18.3	<i>Normas o estándares</i>	64
3.18.4	<i>Especificación</i>	65
4.	APLICACIÓN DE LAS NORMAS DE EVALUACIÓN PARA LOS ESPESORES MEDIDOS	
4.1	Introducción.....	66
4.2	Aplicación de la norma API 570.....	66
4.3	Determinación del espesor mediante medición de espesores.....	67
4.3.1	<i>Cálculo de espesores mínimos requeridos</i>	67
4.4	Determinación del espesor de retiro según API 530.....	68
4.4.1	<i>Cálculo del espesor de retiro</i>	69
4.4.1.1	<i>Régimen de diseño por esfuerzos elásticos (bajas temperaturas)</i>	70
4.4.1.2	<i>Régimen de diseño por ruptura (altas temperaturas)</i>	70
4.5	Determinación de la velocidad de corrosión y vida remanente de la tubería.....	71
4.5.1	<i>Cálculo de la velocidad de corrosión</i>	71
4.5.2	<i>Cálculo de tiempo de vida remanente</i>	72

4.6	Frecuencias de inspección.....	72
4.6.1	<i>Clase 1</i>	72
4.6.2	<i>Clase 2</i>	73
4.6.3	<i>Clase 3</i>	73
4.6.4	<i>Intervalos de inspección</i>	73
4.7	Reparaciones y alteraciones de tuberías según API 570.....	74
4.7.1	<i>Reparación de una línea de tubería</i>	74
4.7.1.1	<i>Reparaciones con soldadura de tuberías de vapor</i>	74
4.7.1.2	<i>Reparaciones temporales</i>	74
4.7.1.3	<i>Reparaciones permanentes</i>	75
4.7.1.4	<i>Reparaciones sin soldadura</i>	75
4.8	Aplicación de la norma API 510.....	76
4.9	Determinación de espesores mínimos en las partes de la caldera.....	76
4.9.1	<i>Cálculo del espesor mínimo del cuerpo cilíndrico para esfuerzos circunferenciales</i>	76
4.9.2	<i>Cálculo del espesor mínimo del cuerpo cilíndrico para esfuerzos longitudinales</i>	77
4.9.3	<i>Cálculo del espesor mínimo para cabezales</i>	78
4.9.4	<i>Cálculo del espesor mínimo de los tubos y hogar de la caldera</i>	78
4.9.5	<i>Cálculo del espesor mínimo admisible de tuberías, tambores y cabezales</i>	79
4.9.6	<i>Cálculo de la velocidad de corrosión</i>	80
4.9.7	<i>Cálculo de la vida útil estimada</i>	81
4.9.8	<i>Intervalos de inspección</i>	81
4.10	Aplicación de la norma ASME B31G.....	82
4.11	Procedimiento para el análisis de la tubería según ASME B31G.....	83
4.11.1	<i>Criterios de evaluación</i>	83
4.11.2	<i>Determinación del porcentaje de profundidad máxima del defecto</i>	83
4.11.3	<i>Determinación de la longitud axial máxima admisible permitida para el defecto</i>	84
4.11.4	<i>Determinación de la máxima presión de operación admisible (MAOP) aplicando el tercer criterio del código ASME B31G</i>	86
4.11.5	<i>Máxima presión de operación en la tubería P (MAOP)</i>	86
4.11.6	<i>Máxima presión segura para el área corroída (P')</i>	87
4.12	Determinación de las causas del deterioro.....	89
4.12.1	<i>Corrosión externa</i>	89
4.12.2	<i>Corrosión interna</i>	89
5.	ANÁLISIS Y RESULTADOS	
5.1	Tabulación y comparación de espesores inspeccionados.....	90
5.2	Interpretación de los datos.....	90
5.2.1	<i>Indicaciones falsas</i>	90
5.2.2	<i>Indicaciones relevantes</i>	93
5.2.3	<i>Determinación del espesor</i>	93
5.2.4	<i>Valores de espesor</i>	93
5.3	Resultados más relevantes de la inspección realizada en las tuberías.....	93
5.4	Evaluación de los valores más relevantes.....	95
5.5	Tipos de fallas potenciales identificadas.....	100
5.5.1	<i>Causas de las fallas potenciales identificadas</i>	100
5.5.2	<i>Factores que causan las fallas potenciales identificadas</i>	101
5.5.3	<i>Efecto de las fallas potenciales identificadas</i>	101
5.6	Prevención de las fallas potenciales identificadas.....	102
5.6.1	<i>Riesgos de las fallas potenciales</i>	102
5.6.2	<i>Medidas de prevención de fallas potenciales en tuberías</i>	102
5.6.2.1	<i>Medidas de prevención para el control de la corrosión por cavitación</i>	103

5.6.2.2	<i>Medidas de prevención para el control de la corrosión por erosión.....</i>	103
5.6.2.3	<i>Medidas de prevención para el control de la corrosión atmosférica húmeda.....</i>	103
5.6.3	<i>Medidas de prevención de fallas potenciales en la caldera.....</i>	104
5.6.3.1	<i>Medidas de prevención para el control de corrosión por fatiga y fragilidad.....</i>	104
5.6.3.2	<i>Medidas de prevención para el control de incrustaciones.....</i>	104
5.6.3.3	<i>Medidas de prevención para el control de corrosión por ácido sulfúrico.....</i>	105
5.6.3.4	<i>Medidas de prevención para el refractario.....</i>	105
5.7	Procedimientos para mantenimiento.....	105
5.7.1	<i>Procedimiento de mantenimiento preventivo para tuberías de vapor.....</i>	105
5.7.1.1	<i>Permiso de trabajo.....</i>	106
5.7.1.2	<i>Apertura del personal.....</i>	106
5.7.1.3	<i>Ubicación del sistema de distribución de vapor.....</i>	106
5.7.1.4	<i>Señalización de las líneas de vapor.....</i>	107
5.7.1.5	<i>Condiciones ambientales de trabajo.....</i>	107
5.7.1.6	<i>Medidas de seguridad.....</i>	107
5.7.1.7	<i>Unidad de inspección.....</i>	107
5.7.1.8	<i>Reparación mecánica.....</i>	108
5.7.1.9	<i>Actividades adicionales de mantenimiento.....</i>	108
5.7.2	<i>Procedimiento de mantenimiento correctivo de tuberías de vapor.....</i>	109
5.7.2.1	<i>Reparación de tuberías de vapor.....</i>	109
5.7.2.2	<i>Reparación de accesorios.....</i>	109
5.8	Inspección y mantenimiento en la tuberías de vapor en base a medición de espesores.....	112
5.8.1	<i>Medición de espesores.....</i>	115
5.8.1.1	<i>Tubería de vapor para agua caliente.....</i>	116
5.8.1.2	<i>Tubería de vapor para el área de cocina.....</i>	116
5.8.1.3	<i>Tubería de vapor para el área de lavandería.....</i>	117
5.8.1.4	<i>Tubería de vapor para el área de lavachatas.....</i>	117
5.8.1.5	<i>Tubería de vapor para el área de esterilización.....</i>	117
5.8.1.6	<i>Tubería de retorno de condensado.....</i>	118
5.8.1.7	<i>Tubería de hierro galvanizado.....</i>	118
5.8.1.8	<i>Reporte fotográfico de la medición de espesores.....</i>	119
5.9	Inspección y mantenimiento en las partes de la caldera en base a medición de espesores.....	120
5.9.1	<i>Inspección visual.....</i>	120
5.9.1.1	<i>Resultados de la inspección visual externa.....</i>	120
5.9.1.2	<i>Resultados de la inspección visual interna.....</i>	121
5.9.2	<i>Inspección por ultrasonido mediante medición de espesores.....</i>	123
5.10	Tareas de mantenimiento preventivo y correctivo de fallas potenciales identificadas.....	124
5.11	Propuesta de mejoras al departamento de mantenimiento del IESS.....	124
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
6.1	Conclusiones.....	128
6.2	Recomendaciones.....	129

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

LISTA DE TABLAS

		Pág.
1	Indicadores de corrosión.....	28
2	Velocidades de corrosión.....	28
3	Tipo de incrustaciones.....	29
4	Características técnicas de caldero.....	46
5	Características técnicas del palpador de doble cristal.....	54
6	Número de puntos de inspección en las tuberías.....	61
7	Frecuencias de inspección.....	74
8	Tabulación de espesores medidos.....	91
9	Número de puntos más relevantes.....	93
10	Lectura de espesores no relevantes.....	94
11	Resultado de evaluación ASME B31G.....	96
12	Evaluación de velocidad de corrosión y vida remanente API 570.....	99
13	Características y espesores recomendados del aislamiento térmico.....	112
14	Defectos encontrados en las partes de la caldera.....	120
15	Tareas de mantenimiento.....	126

LISTA DE FIGURAS

		Pág.
1	Longitud de onda.....	9
2	Onda longitudinal o de compresión.....	10
3	Onda transversal.....	11
4	Representación del B-Scan.....	17
5	Corrosión atmosférica.....	23
6	Corrosión por erosión.....	24
7	Corrosión por cavitación.....	25
8	Golpe de ariete.....	27
9	Daño del tubo por sobrecalentamiento.....	30
10	Ataque por picado del oxígeno.....	32
11	Organigrama estructural del departamento de mantenimiento.....	36
12	Infraestructura de la sala de máquinas.....	38
13	Procedimiento de medición de espesores bajo ASTM E-797.....	39
14	Aplicación del transductor.....	43
15	Técnica de haz normal.....	43
16	Características de una onda longitudinal.....	44
17	Tuberías de vapor ASTM A53 Grado B, SCH 40.....	47
18	Bloque de calibración.....	48
19	Puntos de referencia.....	49
20	Limpieza de la superficie.....	52
21	Equipo de ultrasonido.....	53
22	Palpador de doble cristal.....	54
23	Pantalla de inicio para la configuración del palpador.....	55
24	Calibración de la velocidad de propagación acústica del material.....	56
25	Pantalla de medición del rango mayor.....	56
26	Calibración del cero.....	57
27	Pantalla de medición del rango menor.....	57
28	Tarro de grasa común.....	59
29	Visualización de los valores de espesores.....	60
30	Toma de lecturas.....	60
31	Menú de creación de archivos en el 45MG.....	61
32	Presentación del software Gageview.....	62
33	Presentación de los valores medidos en el software.....	63
34	Curva para determinar el valor de B.....	85
35	Parámetro de corrosión utilizado en el análisis.....	85
36	Curva para obtener P' para valores de A menores o iguales a 4.....	87
37	Curva para obtener P' para valores de A mayores a 4.....	88
38	Identificación de las líneas de distribución de vapor.....	113
39	Seguimiento de las tuberías de vapor.....	113
40	Extracción del aislamiento en los puntos determinados.....	114
41	Limpieza del exterior de los puntos determinados.....	114
42	Medición de espesores.....	114
43	Colocación de los aislamientos.....	115
44	Isométrico de la tubería de vapor y tanques de agua caliente.....	116
45	Isométrico de la tubería de vapor para la cocina.....	116
46	Isométrico de la tubería de vapor para la lavandería.....	117
47	Isométrico de la tubería de vapor para las lavachatas.....	117
48	Isométrico de la tubería de vapor para esterilización.....	118
49	Isométrico de la tubería de agua caliente.....	118
50	Inspección de las líneas de vapor.....	119

51	Toma de medidas de espesores.....	119
52	Corrosión externa presente en las tuberías y accesorios.....	119
53	Cuerpo del caldero.....	120
54	Hogar de la caldera.....	121
55	Espejo de la caldera.....	122
56	Tubos de fuego de la caldera.....	123
57	Refractario deteriorado de la caldera.....	123

SIMBOLOGÍA

T	Período	s
f	Frecuencia	s⁻¹
A	Amplitud	mm/s
λ	Longitud de onda	mm
V	Velocidad acústica	m/s
L_{adm}	Máxima longitud admisible del área corroída	mm
L_M	Longitud axial medida del área corroída	mm
P_□	Presión máxima segura para el área corroída	Psi
BHP	Potencia del flujo de vapor de agua de la caldera	Psi
P	Presión de diseño	Psi
t_n	Espesor nominal de pared	mm
δ	Espesor mínimo requerido	mm
p_r	Presión de diseño por ruptura	Psi
σ_r	Esfuerzo de ruptura permisible	MPa
σ_{el}	Esfuerzo elástico permisible	MPa
p_{el}	Presión de diseño elástico	Psi
SMYS	Mínimo límite elástico especificado	Psi
S	Esfuerzo permisible del material	Psi
V_c	Velocidad de corrosión	mm/año
T_{VR}	Tiempo de vida remanente	años
t_{min}	Espesor mínimo requerido	mm
t_{Red}	Espesor reducido	mm
t	Espesor de pared mínimo de diseño	mm
D	Diámetro exterior del tubo	mm
t_M	Espesor de pared actual de la tubería	mm
d	Máxima profundidad medida del área corroída	mm
ρ	Densidad	kg/m³

LISTA DE ABREVIACIONES

ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
ASTM	Sociedad Americana para Pruebas y Materiales
API	Instituto Americano del Petróleo
ASTM A53 GRB	Normativa para tubería de alta presión, fabricados con acero al carbono
ANSI	Instituto Nacional Americano Estándar
ASTM E-797	Norma Práctica para medición de espesores por ultrasonido Pulso-Eco
API RP 579	Código para determinar la actitud para el servicio
API 510	Código de inspección para recipientes a presión
API 570	Código de inspección para tuberías en servicio
ASME B31G	Manual para determinar la resistencia remanente de tuberías corroídas
IESS	Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social
MTTO	Mantenimiento
45MG	Equipo medidor de espesores
D790/791	Palpador dual medidor de espesores
END	Ensayos no destructivos
S/A	Interface suelo-aire
CBA	Corrosión bajo aislamiento
TML	Puntos de medición de espesores
MAOP	Presión de operación máxima admisible
TVAC	Tubería de vapor de agua caliente
ID	Código de identificación
ERW	Soldadura por resistencia eléctrica

LISTA DE ANEXOS

- A** Esfuerzo elástico mínimo especificado y esfuerzo permisible ASME B31.4
- B** Factor de diseño por densidad de población (F), y factor de corrección por temperatura (T) ASME B31.8
- C** Factor de eficiencia de junta longitudinal soldada (E) ASME B31.4
- D** Máxima presión de operación permisible, y factores usados para presión de prueba ASME B31.8
- E** Diámetro nominal, espesor nominal, cédula y presión de prueba de tuberías ASTM A53 grados A y B
- F** Tolerancias dimensionales de tuberías y accesorios ASME B16.9 y ASME B16.28
- G** Curvas de futuros esfuerzos API STANDARD 530
- H** Velocidad de propagación acústica para diferentes materiales
- I** Informe de inspección de acuerdo a requerimientos de ASTM E-797
- J** Reporte de los puntos críticos mediante el software Gageview
- K** Efectos de las impurezas del agua en una caldera
- L** Puntos críticos de inspección según API 570

RESUMEN

El presente trabajo de “Análisis, Evaluación y Prevención de Fallas Potenciales mediante Medición de Espesores por Ultrasonido en base a las Normas ASTM E-797, API 570 y ASME B31G, en la Caldera y Sistema de vapor del Hospital del IESS en la ciudad de Riobamba”, se ejecutó con la finalidad de realizar una guía técnica para la planificación del mantenimiento preventivo que minimice las fallas potenciales por corrosión, que provocan el deterioro del material de los componentes.

Se inició con un análisis del estado actual en la caldera y sistema de vapor, realizando un procedimiento de inspección, evaluando los valores obtenidos y realizando un plan de tareas de mantenimiento preventivo y correctivo. La medición de espesores se realizó con el equipo 45MG con un transductor dual D790-SM y con ayuda del software “Gageview”, mediante las inspecciones realizadas se identificó la degradación de la pared interna de las tuberías de vapor y partes de la caldera producto de la corrosión presente en ellas.

Con la determinación de fallas potenciales por corrosión se propuso tomar acciones de mejoramiento que encaminan a la institución a aumentar la confiabilidad de la caldera y sistema de vapor en general, así como realizar inspecciones periódicas de espesores y aplicar las tareas de mantenimiento planteadas, con el propósito de alargar la vida útil de sus componentes.

ABSTRACT

“Potential-Failure Prevention, Evaluation, and Analysis through Thickness Measure by Ultrasound base on ASTM E-797, API 570, and ASME B31G Norms in the steam system and boiler of Hospital IESS in Riobamba” was executed to carry out a technical guide for preventive maintenance planning which diminishes potential failure from corrosion causing component material wear.

The current steam system and boiler condition analysis was the onset of this investigation by carrying out inspection procedures, evaluating values, and planning preventive and corrective maintaining tasks. 45MG equipment with a dual transducer D790-SM and with “Gageview” software were used when measuring thickness. The corrosion of the internal steam pipe walls and boiler parts resulting from corrosion was identified.

From the potential failures by corrosion, not only was taking actions allowing the institution to increase the general steam system and boiler reliability proposed but inspecting thickness frequently and applying planned maintaining tasks were also posed in order to extend their components’ life span.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El hospital del IESS Riobamba es la institución de salud pública provincial, que se encuentra ubicado en la provincia de Chimborazo, cantón Riobamba, parroquia Lizarzaburo, barrio El Vergel, en las calles Chile y Unidad Nacional. El IESS de Riobamba en la actualidad, brinda atención médica aproximadamente a 41.215 afiliados activos, en los servicios de cirugía clínica, cuidado materno infantil, medicina crítica, auxiliar, diagnóstico y tratamiento.

Lo anteriormente indicado depende en un gran porcentaje del proceso de generación de vapor para un servicio de calidad, en particular para los procesos de esterilización de instrumentos quirúrgicos, desinfección de la ropa generada por los pacientes, el calentamiento de agua a través del intercambio de energía con el vapor y preparación y cocción de alimentos.

Estos procesos dependen directamente del suministro de vapor constante y de buena calidad, para lo cual la institución cuenta con una sección de máquinas en donde se encuentran ubicados 2 calderos conectados en by pass, de los cuales uno de ellos viene funcionando desde un tiempo atrás y se encarga de la producción constante de vapor, mientras que el otro caldero es relativamente nuevo y funciona en stand by, es decir solo en el momento en que el otro caldero entra en un tiempo de paro ya sea por mantenimiento o reparación por falla. Estos calderos se encuentran formando parte de un sistema de vapor; el mismo que consta de algunos elementos como son las tuberías con sus respectivos accesorios, encargados de llevar y conducir la cantidad de vapor requerido a los distintos equipos en forma eficiente.

El generador de vapor y su respectivo sistema de distribución, son los más importantes e indispensables dentro de lo que se refiere a la generación y distribución de vapor y para

mantenerlos en buenas condiciones de funcionamiento, el hospital actualmente cuenta con un departamento de mantenimiento con su respectivo taller mecánico, el cual está integrado por 7 personas de las cuales 3 se encargan de la operación del caldero en funcionamiento mediante turnos rotativos, las otras 3 personas se encargan de la reparación y conservación de los equipos mediante el uso de las herramientas que la institución dispone y por último un jefe de mantenimiento, el cual es encargado de supervisar el trabajo y tomar las decisiones más factibles para el mantenimiento de los activos fijos.

Al momento el mantenimiento que se aplica al sistema de distribución de vapor es solamente correctivo debido a que no cuentan con un programa de mantenimiento preventivo dirigido específicamente a las instalaciones de vapor, mientras que para el caldero se aplica un mantenimiento preventivo y correctivo. El personal encargado de manipular el caldero es poco profesional, son personas idóneas que conocen en detalle el funcionamiento del equipo basadas en su experiencia, pero no cuentan con la suficiente preparación técnica para la operación y mantenimiento de los mismos, por lo que pueden realizar una mala manipulación y causar daños severos a las instalaciones de la institución.

1.2 Justificación

La pérdida de función de un equipo puede darse por diferentes modos de fallas potenciales las cuales se originan generalmente por falta de mantenimiento o inadecuada operación y control de los equipos. Uno de los problemas que originan las fallas potenciales en el caldero y tuberías de distribución de vapor es la corrosión, la cual ocasiona que el metal de las paredes de los distintos componentes se vaya degradando poco a poco hasta terminar con la pérdida total de la función de los activos.

Para identificar, analizar y prevenir las fallas potenciales por corrosión en el caldero y tuberías de vapor, hoy en día el mantenimiento utiliza varias aplicaciones y técnicas predictivas. Pero también existen varias razones por las cuales una empresa o institución pública como lo es el hospital del IESS no pueden aplicar estas técnicas y es debido a que no disponen de equipos predictivos o saben que los costos de aplicación pueden resultar muy elevados para el presupuesto de la institución.

En este trabajo de investigación se aplicará uno de los instrumentos de campo más utilizados en mantenimiento predictivo, como es el medidor de espesores por ultrasonido 45MG, el mismo que permite medir en forma sencilla e inmediata el espesor de pared remanente accediendo solo desde un lado de la superficie, sin la necesidad de desmontar ningún componente.

Los resultados obtenidos de la medición de espesores, serán evaluados y verificados bajo los principios de aplicación y fundamentos técnicos de las normas API 570 y ASME B31.G; emitiendo a su vez las respectivas acciones preventivas y correctivas que ayuden a evitar las consecuencias por el desarrollo de las fallas potenciales presentes en la caldera y tuberías de vapor, tratando así de mejorar su disponibilidad y alargar la vida útil de los sistemas.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general. Analizar, evaluar y prevenir las fallas potenciales mediante medición de espesores por ultrasonido en base a la norma ASTM E-797 y bajo la aplicación de la norma API 570, en la caldera y sistema de vapor del hospital del IESS en la ciudad de Riobamba.

1.3.2 Objetivos específicos:

Elaborar un plan de medición de espesores por ultrasonido en base a la norma ASTM E-797.

Determinar los puntos críticos para medición de espesores en la caldera y tuberías de vapor del hospital del IESS.

Inspeccionar y medir los espesores en los puntos críticos determinados a través del análisis por ultrasonido.

Generar reportes de las mediciones de espesores con ayuda del software Gageview, indicando los respectivos valores obtenidos.

Evaluar los valores obtenidos, bajo la aplicación de la norma API 570 y ASME B31G, determinando las fallas potenciales.

Prevenir las fallas potenciales identificadas, indicando las respectivas acciones correctivas y preventivas.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Generalidades del mantenimiento

a. Mantenimiento correctivo. El mantenimiento correctivo consiste en reparaciones de fallos que se presentan en los equipos e instalaciones, por medio de la restauración de partes o componentes desgastados, tratando así de volver los equipos a sus condiciones y parámetros normales de operación.

Las fallas pueden originarse por alguna de las siguientes causas:

- Por uso inadecuado del equipo.
- Por negligencia.
- Por mal funcionamiento.
- Por fallas en la calidad de lo que procesa.
- Por fallas en su diseño.
- Por el tiempo mismo de uso.

No planificado. Se denomina también de emergencia debido a que debe efectuarse con urgencia, ya sea por una avería imprevista a reparar lo más pronto posible o por una condición imperativa que hay que satisfacer.

Planificado. Es cuando se sabe con anticipación que es lo que debe hacerse, de modo que cuando se pare el equipo para realizar la reparación se disponga del personal, repuestos, y documentos técnicos necesarios para realizar correctamente (WEB, 2013).

b. Mantenimiento preventivo. El mantenimiento preventivo en general se ocupa de la determinación de condiciones operativas, durabilidad y confiabilidad de un equipo determinado, este tipo de mantenimiento nos ayuda a reducir los tiempos que pueden generarse por mantenimiento correctivo.

El objetivo principal de este tipo de mantenimiento es evitar las consecuencias de los fallos del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que éstas ocurran.

Algunos de los métodos más habituales para determinar que procesos de mantenimiento preventivo deben llevarse a cabo son las recomendaciones de los fabricantes, la legislación vigente, las recomendaciones de expertos y las acciones llevadas a cabo sobre activos similares.

c. Mantenimiento de uso. Este tipo de mantenimiento comprende la inspección visual que se ejecuta sobre los equipos y sus componentes. Normalmente involucra al personal que se encuentra relacionado directamente con la conservación de los activos. Sus actividades son:

- Inspecciones visuales de desgaste de los diferentes equipos.
- Medición y comprobación de temperaturas en elementos de fricción.
- Medición de temperaturas en elementos dinámicos.
- Revisión de los niveles de lubricación.
- Detección en general de averías en los activos.

2.2 Mantenimiento predictivo

Este tipo de mantenimiento relaciona una variable física con el desgaste o estado de una máquina. Éste se basa fundamentalmente en la medición, seguimiento y monitoreo de parámetros y condiciones en las cuales está siendo operado un equipo o instalación. A manera de que se pueda definir y gestionar valores de pre-alarma, con el fin de corregir los problemas en los equipos antes de que se produzca la falla.

La información más importante que arroja éste tipo de seguimiento de los equipos es la tendencia de los valores, ya que la misma es la que permitirá calcular o prevenir, sin descartar cierto margen de error de cuando un equipo fallará, o en tal caso minimizar su ocurrencia y efectos negativos. Las técnicas predictivas que se emplean son:

- Inspecciones boroscópicas.

- Análisis de vibraciones.
- Análisis de aceites.
- Termografía infrarroja.
- Análisis de ultrasonidos (GARCÍA, 2012).

2.2.1 Método de ultrasonido. El método de ultrasonido ha ganado espacio muy importante entre las distintas técnicas de los Ensayos No Destructivos (END) en lo que se refiere al análisis de los diferentes equipos dentro de la industria. El método de ultrasonido utiliza haces de onda de sonido de longitud corta y alta frecuencia que se transmiten desde un transductor y son detectados por el mismo u otro adicional.

El equipamiento utilizado para la aplicación de este tipo de técnicas es capaz de generar, emitir y captar haces de ondas muy bien definidas, al encontrar en su trayectoria un cambio de las propiedades físicas del medio en el cual se propagan es decir discontinuidades internas, superficiales y subsuperficiales (CUAUTITLÁN, 2010).

2.2.2 Naturaleza de las ondas ultrasónicas. Las ondas ultrasónicas son ondas mecánicas longitudinales que se propagan en medios sólidos, líquidos y gaseosos. Las partículas materiales que transmiten tales ondas, oscilan alrededor de sus posiciones de equilibrio. Las ondas ultrasónicas, están en un rango de frecuencia mayor a 20 kHz.

Las ondas ultrasónicas se producen por medio de vibraciones elásticas de un cristal de cuarzo inducidas por resonancia con un campo eléctrico alterno aplicado, fenómeno conocido como efecto piezoeléctrico: si se presiona un cristal de cuarzo, los extremos se cargan o viceversa, si se aplica un campo eléctrico, el cristal cambia de longitud. Aplicando un voltaje alterno, el cristal oscila, produciendo una onda sonora de frecuencia constante. El efecto piezoeléctrico se usa en transductores, que convierten las ondas acústicas o dicho en otras palabras el sonido en campos eléctricos o viceversa (GÓMEZ de LEÓN, 2006).

2.2.3 Características de las ondas ultrasónicas. Las ondas ultrasónicas consisten en vibraciones oscilatorias de partículas atómicas o moleculares de una sustancia. Las ondas de ultrasonido se comportan igual que las ondas de sonido audible. Se pueden

propagar a través de un medio elástico, ya sea sólido, líquido o gaseoso, pero en ningún caso en el vacío.

En algunos aspectos, un haz de ultrasonido es similar a un haz de luz, ambos son ondas y obedecen a la ecuación general de ondas. Cada onda viaja con características diferentes las cuales dependen del medio por el cual estas se propaguen y no de las características de la onda (CUAUTITLÁN, 2010).

2.2.3.1 Propagación de las ondas. Las ondas ultrasónicas se propagan en cierta medida en cualquier material, cuando las pequeñas partículas atómicas o moleculares son desplazadas de sus posiciones de equilibrio por cualquier fuerza que se apliquen, las fuerzas internas actúan para restaurar o reacomodar a sus posiciones originales.

Los parámetros de amplitud, modo de vibración y velocidad de las ondas se diferencian en los sólidos, líquidos y gases debido a las grandes diferencias que existen entre las distancias de sus partículas internas. Estas diferencias influyen las fuerzas de atracción entre partículas y el comportamiento elástico de los materiales. La relación de la velocidad que existe con la frecuencia y longitud de onda viene dada por:

$$V = f \cdot \lambda \quad (1)$$

Dónde:

V = Velocidad, en m/s.

f = Frecuencia, en Hz.

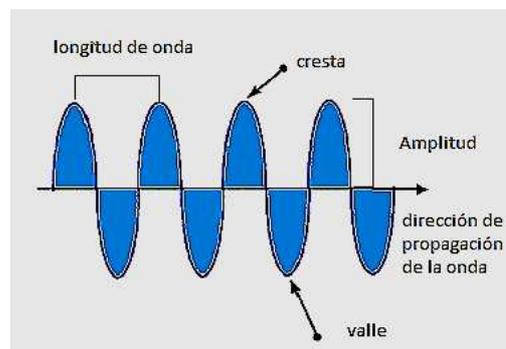
λ = Longitud de onda, en m.p.c.

2.2.3.2 Velocidad. La velocidad de propagación es la distancia recorrida por la onda, dividido por el tiempo empleado para recorrer esa misma distancia. La velocidad con que se propaga una onda de ultrasonido en un material determinado depende de la densidad y elasticidad del medio que a su vez varían con la temperatura. La relación es directa, es decir, a mayor densidad del medio, mayor será la velocidad de propagación de las ondas ultrasónicas.

2.2.3.3 Frecuencia. Es el número de oscilaciones denominado también vibración o ciclo de una partícula por unidad de tiempo en segundos. La frecuencia se mide en Hertz, dónde un Hertz es una oscilación o ciclo por segundo. Como los ultrasonidos son ondas de alta frecuencia, se utiliza como medida básica el Mega Hertz que es igual a un millón de Hertz.

2.2.3.4 Longitud de onda. Es la distancia que existe entre dos puntos que se encuentran en la misma condición de vibración, se lo representa con la letra griega lambda (λ).

Figura 1. Longitud de onda



Fuente: <https://www.areatecnologia.com>

2.2.3.5 Amplitud. Es el máximo cambio producido por la presión de la onda, es decir la distancia máxima que alcanza la partícula vibratoria desde su posición inicial de reposo.

Durante la transmisión de las ondas, por efecto de su interacción con el medio, disminuye la intensidad de la onda en función de la distancia recorrida y como consecuencia se produce una disminución de su amplitud, es por eso que la amplitud se relaciona con la intensidad, de manera que al aumentar la intensidad de una onda determinada aumentara también su amplitud.

2.2.3.6 Período. Es el tiempo de una oscilación completa, es decir lo que tarda el sonido en recorrer una longitud de onda.

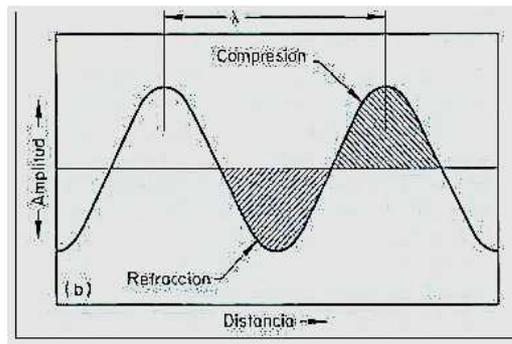
2.2.3.7 Intensidad acústica. Es la energía que atraviesa por segundo a través del área de una superficie colocada perpendicularmente a la dirección de propagación del movimiento. La intensidad disminuye con la distancia; es decir a mayor distancia menor intensidad y a menor distancia mayor intensidad del sonido (GÓMEZ de LEÓN, 2006).

2.2.4 Tipos de ondas ultrasónicas y aplicaciones. Las ondas ultrasónicas pueden desplazarse por el medio en forma de ondas longitudinales o de compresión, transversales y de superficie.

Las ondas ultrasónicas van a tener una característica muy importante que los diferencia de los sonidos de menor frecuencia que es la direccionalidad, es decir, la onda ultrasónica no se propaga en todas direcciones sino que forma un haz de pequeño tamaño que es enfocado.

2.2.4.1 Ondas longitudinales ultrasónicas. Llamadas también ondas de compresión, son el tipo de ondas ultrasónicas mayormente utilizadas en la inspección de materiales. Estas ondas viajan a través de los materiales creando zonas de compresión y dilatación, en las cuales las partículas transmiten las vibraciones de regreso y la dirección de viaje de las ondas.

Figura 2. Onda longitudinal o de compresión



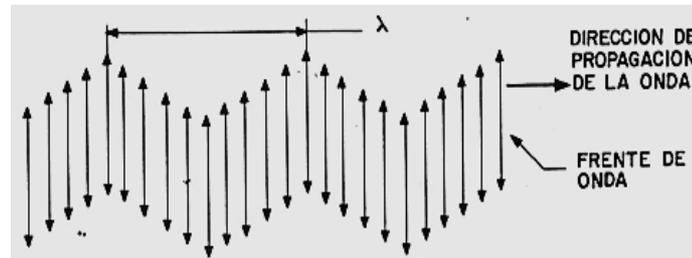
Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos60/inspeccion-ultrasonido-materiales2.shtml>

Las ondas longitudinales ultrasónicas se propagan rápidamente a través de líquidos, gases así también como en sólidos.

2.2.4.2 Ondas transversales ultrasónicas. Las ondas transversales son también utilizadas ampliamente en la inspección ultrasónica de materiales. Las ondas transversales se pueden visualizar en términos de vibraciones como una cuerda que se agita rítmicamente, en la que cada partícula vibra hacia arriba y hacia abajo en un plano perpendicular a la dirección de propagación (ver Figura 3). Las ondas transversales no se propagan en aire y agua, en los gases las fuerzas de atracción de las

moléculas son tan pequeñas que las ondas transversales no pueden ser transmitidas.

Figura 3. Onda Transversal



Fuente: <http://ebookbrowse.net/binder57-pdf-d52675892>

2.2.4.3 Ondas superficiales. Estas ondas viajan a través de la superficie plana o curva del material, para su propagación las ondas deben viajar a través de una interface limitada y penetran a una profundidad máxima de una longitud de onda. Las ondas superficiales están sujetas a sufrir atenuación cuando existe un segundo medio, al igual como en las ondas longitudinales y transversales (CUAUTITLÁN, 2010).

2.2.5 Comportamiento de las ondas ultrasónicas. El análisis de una onda en un medio solo es posible teóricamente, ya que en la práctica cualquier material presenta superficies límites o de contorno, con lo que la propagación de la onda se altera.

Normalmente todos los cuerpos tienen a su alrededor una superficie límite, la cual puede ser el aire, un sólido o un líquido, por lo que toda la energía incidente sobre el cuerpo no será transmitida a través de él, sino que una cierta cantidad de esta energía será reflejada por la superficie límite. Dado a que el aire, y en general los gases, atenúan fuertemente el sonido, se deduce la conveniencia del empleo de un medio acoplante, interpuesto entre el palpador y el material, de manera que desplace la fina película de aire y permita la transmisión de la presión acústica incidente dentro del material.

Los medios de acoplamiento son líquidos más o menos viscosos, los cuales deberán poseer las siguientes características:

- Mojar la superficie del material y del palpador para eliminar la capa de aire existente entre ambos.
- Fácil aplicabilidad.

- No escurrir demasiado rápido sobre la superficie.
- Ser homogéneo y libre de burbujas o partículas sólidas que puedan desviar el haz.
- No ser corrosivo ni tóxico.
- Tener una impedancia acústica intermedia entre el material y el transductor.

2.2.5.1 Incidencia normal. Es cuando una onda acústica incide perpendicularmente sobre una superficie plana y uniforme separada por dos medios diferentes, una parte de la energía de la onda se refleja y regresa en la misma dirección de propagación, mientras que la otra parte se propaga en el segundo medio manteniendo su dirección y sentido.

2.2.5.2 Incidencia angular. Es cuando una onda longitudinal o transversal cruza oblicuamente la interface entre dos materiales de diferente velocidad o impedancia acústica, una porción del sonido se refleja y la otra se refracta. Ésta energía transmitida cambia su dirección de propagación (CUBICULO, 2009).

2.2.6 Métodos y técnicas de inspección ultrasónica. Los dos métodos más importantes para la inspección por ultrasonido son el método de transmisión y el método pulso-eco. La principal diferencia entre estos dos métodos es que el método de transmisión involucra solo la medición de la atenuación de la señal, mientras que el método pulso-eco puede ser utilizado para medir el tiempo de tránsito y la atenuación o disminución de la señal.

2.2.6.1 Método eco-pulsado. Es el más utilizado en inspecciones ultrasónicas, involucra la detección de ecos producidos cuando un pulso ultrasónico es reflejado por una discontinuidad o una interface existente en el interior del material. Este método es utilizado para detectar la localización de la falla y para medir espesores.

Las dimensiones de las fallas se estiman comparando la amplitud de la señal del sonido reflejado por una interface, con la amplitud del sonido reflejado desde un reflector de referencia de tamaño conocido o por una pieza de respaldo que no contenga fallas.

2.2.6.2 Método de transmisión. El método de transmisión incluye tanto reflexión como transmisión, involucra solo la medición de la atenuación o disminución de señal. Éste

método utiliza dos transductores vinculados mecánicamente, de los cuales uno actúa como emisor de la energía ultrasónica y el otro como detector del haz transmitido a través del material.

En este tipo de método la transmisión es realizada por haz directo o reflectivo, las fallas son detectadas una vez comparadas la intensidad del ultrasonido transmitido a través de la pieza, contra la intensidad transmitida a través de una referencia estándar fabricada del mismo material (CUAUTILÁN, 2010).

2.2.7 *Características y especificaciones del equipo de ultrasonido.* Los equipos que se utiliza para determinar el espesor remanente de un material son los medidores de espesor, éste tipo de instrumentos están diseñados específicamente para determinar las dimensiones del espesor de cualquier material y pronosticar si existe algún desgaste debido a la corrosión producida por la reacción entre el fluido contenido y las paredes internas del material.

Todas las normas establecen los requisitos mínimos que debe cumplir un instrumento medidor de espesores por ultrasonido y son:

- La ganancia, que es la capacidad de amplificación del instrumento, debe ser por lo menos 60 dB (decibeles), para amplificar las señales del orden de 1.000 veces como mínimo.
- La pantalla debe tener una retícula grabada y deberá estar graduada en valores no menores del 2% del total de la escala.
- El ruido del instrumento (señal de fondo) no debe exceder del 20% del total de la escala vertical cuando la ganancia esté al máximo de operación. En el caso de emplear medidores con lecturas digitales o analógicas, la repetitividad del instrumento no deberá ser menor al 5%.

Los cables deben ser de tipo coaxial para prevenir problemas de interferencia eléctrica y sus conexiones deben ser compatibles con las del instrumento y el palpador a emplear. La longitud del cable afectará la calidad de la inspección, por lo que se debe evitar el empleo de cables más largos de lo recomendado por los fabricantes del equipo (BELZYT, 2010).

2.3 Funcionamiento y calibración del equipo de ultrasonido con sus componentes

El funcionamiento adecuado del equipo de inspección debe ser verificado y el equipo debe calibrarse utilizando los patrones de referencia al principio y al final de cada inspección, cuando el personal sea cambiado y en cualquier momento que se sospeche un mal funcionamiento.

Cuando se cambie cualquier parte del sistema de inspección, se debe efectuar una verificación de la calibración en el bloque de calibración en, al menos, dos de los espesores de referencia, para asegurar que los puntos de referencia en la línea de tiempo base satisfacen los requisitos de la calibración. Si durante cualquier verificación, se determina que el equipo de prueba no está funcionando adecuadamente, todas las lecturas obtenidas desde la última calibración válida del equipo, deben volver a realizarse y registrarse.

2.3.1 *Constitución y funcionamiento del equipo de ultrasonido.* La mayoría de los equipos de inspección por ultrasonido están constituidos por el siguiente equipo básico:

- Un generador eléctrico de señal o equipo ultrasónico.
- Un transductor que emite un haz de ondas ultrasónicas, al transformar la energía eléctrica a energía mecánica y viceversa.
- Un acoplador para transferir la energía de las ondas de ultrasonido al material.
- Un conductor de señal eléctrica, para permitir la comunicación entre el transductor y el equipo emisor/receptor de señales eléctricas.
- Un dispositivo de salida que muestre la información resultante y la proyecte ya sea impresa o en pantalla.
- El material a inspeccionar (LÓPEZ, 2009).

2.3.2 *Palpador.* Los palpadores son mecanismos contruidos con cristales de espesor determinado, que pueden contener elementos transductores sencillos o dobles. El diámetro o dimensiones del elemento transductor deben ser las adecuadas, para asegurar el acoplamiento 100% de su área de contacto con la superficie de inspección. La

función del palpador es convertir la energía eléctrica en energía mecánica o viceversa (GÓMEZ de LEÓN, 2006).

2.3.3 Acoplante. Líquido de contextura viscosa, cuyo propósito principal es eliminar el aire existente entre la superficie del transductor y el material bajo inspección, permitiendo de esta manera la propagación de las ondas, ya que las frecuencias que se utilizan para materiales metálicos no se transmiten en el aire, además se debe emplear el mismo acoplante para la calibración y la inspección. La selección del acoplante dependerá del acabado superficial, posición u orientación de la superficie, temperatura existente y posibles reacciones químicas del acoplante con el material (LÓPEZ, 2009).

Las propiedades del líquido acoplante deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Humectabilidad la cual determina la capacidad de mojar la superficie tanto del material como del palpador.
- Viscosidad adecuada.
- Baja atenuación para que el sonido se transmita al 100%.
- Bajo costo.
- Removible.
- No tóxico.
- No corrosivo.
- Impedancia acústica adecuada.

Los tipos de acoplantes que generalmente se utilizan y son fáciles de conseguir en el medio tenemos:

- Agua.
- Aceite.
- Grasa.
- Glicerina.
- Vaselina.

2.3.4 *Características del equipo.* Entre las principales características con las que cuenta el equipo de ultrasonido 45MG se pueden mencionar las siguientes:

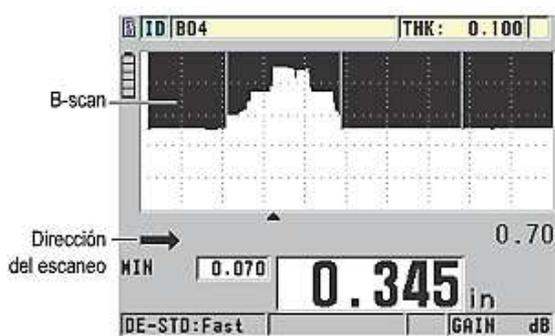
- Indicadores y alarmas del estado de la medición.
- Reconocimiento automático de los palpadores de la serie D79X y MTD705.
- Advertencia cuando se detecta un segundo eco en la calibración.
- Calibración de la velocidad acústica del material y del retardo del palpador desconocidos.
- Inspección rápida de 20 lecturas por segundo.
- Retención o supresión de la lectura del espesor cuando ocurre pérdida de la señal.
- Retención de las funciones mínimas y máximas.
- Visualización de las diferencias entre espesores relativas al punto de regulación en valores absolutos o rangos de porcentaje.
- Selección de las funciones de bloqueo con contraseña de protección.
- Opciones de resolución: baja de 0,1 mm (0,01 pulg); estándar 0,01 mm (0,001 pulg), o alta de 0,001 mm (0,0001 pulg). Cabe mencionar que la opción de alta resolución no está disponible en todos los palpadores (OLYMPUS, 2012).

2.3.5 *Visualización de la información.* La representación de los ecos en los instrumentos de medición puede ser desplegada en diferentes formas, pero hay que tener en cuenta que esto depende del tipo de transductor utilizado y de la tecnología del equipo de inspección.

2.3.5.1 *Escaneos-B.* Éste formato provee un desplegado cuantitativo de tiempo de vuelo versus la distancia recorrida a través de una línea del material. El escaneo tipo B representa físicamente las lecturas como una imagen de corte transversal y es usado de manera principal para determinar el tamaño, localización, la forma y orientación de fallas largas de los materiales.

Cuando los equipos de ultrasonido poseen el formato B-scan y éste es activado, la imagen de la lectura del espesor es trazada y se desplaza a través de la pantalla. Una vez realizada la inspección y el B-scan adquirido, es posible congelar la pantalla y analizar los valores de espesor registrados (ver Figura 4).

Figura 4. Representación del B-Scan



Fuente: Olympus, Manual del usuario

2.3.6 Calibración del equipo. La calibración y el ajuste de los instrumentos ultrasónicos por pulso-eco para la medición de espesores deben realizarse de acuerdo al procedimiento descrito en el manual o instructivo del fabricante del equipo (OLYMPUS, 2012).

La correcta lectura de las medidas dependen de la calidad de la calibración por ello es necesario calibrar el equipo antes de inspeccionar cualquier material, generalmente las calibraciones que se deben realizar para que el equipo mida con precisión son:

2.3.6.1 Calibración de la compensación del cero del palpador. Para los palpadores duales solamente, se debe calibrar el tiempo de propagación acústica on delay (retardo) del palpador dual. Ésta compensación es diferente para cada palpador y varía según la temperatura. El procedimiento de calibración de la compensación del cero del palpador debe efectuarse cuando se enciende el equipo, cuando se reemplaza un palpador o cuando la temperatura del palpador varía significativamente.

2.3.6.2 Calibración de la velocidad de propagación acústica del material. Para efectuar la calibración de la velocidad de propagación acústica en el material se debe utilizar un bloque de calibración de espesor grueso conocido y del mismo material que la pieza bajo ensayo o introducir manualmente la velocidad de propagación predeterminada. Esta calibración debe efectuarse cada vez que se inspeccione un nuevo material y las condiciones de operación sean diferentes.

2.3.6.3 Calibración del cero. Para efectuar la calibración del cero, se debe utilizar un bloque de calibración de espesor delgado conocido y del mismo material que la pieza

bajo ensayo. A diferencia de la calibración de la compensación del cero del palpador y de la calibración de la velocidad de propagación acústica en el material, este procedimiento es necesario solamente para obtener una precisión absoluta (superior a $\pm 0,10$ mm o $\pm 0,004$ pulg). La calibración del cero no debe efectuarse cuando la temperatura del palpador varíe; en tal caso, se debe efectuar, más bien, la compensación del cero del palpador (OLYMPUS, 2012).

2.4 Normas ASTM E-797 y API 570

2.4.1 Norma ASTM E-797

2.4.1.1 General. Ésta norma es un manual práctico estándar para medición de espesores por ultrasonido por contacto manual pulso-eco e indica la forma de calibración del equipo, además hace mención varias recomendaciones para obtener un mejor resultado en el momento de realizar dicha práctica (ASTM, 1995).

2.4.1.2 Objetivo. Calibración estandarizada del equipo de ultrasonido pulso-eco a ser utilizado en el procedimiento de medición de espesores.

2.4.1.3 Propósito. Esta práctica proporciona directrices para la medición del espesor de materiales utilizando el método de contacto pulso-eco a temperaturas que no exceda de los 200°F.

Ésta práctica es aplicable a cualquier material en el que las ondas ultrasónicas se propagan a una velocidad constante a través del material, en donde los reflejos se pueden obtener y resolver. Los valores indicados en unidades pulgada-libra SI deben ser considerado como el estándar. Los valores entre paréntesis son únicamente información.

Ésta norma no pretende señalar todos los problemas de seguridad, si los hay asociados con su uso. Es la responsabilidad del usuario de ésta norma establecer prácticas apropiadas de seguridad, salud y determinar la aplicabilidad, las limitaciones reglamentarias antes de su uso.

2.4.1.4 Procedimiento de inspección. Para el procedimiento de inspección es necesario saber que el espesor (T), cuando se mide por el método ultrasónico pulso-eco, es un producto de la velocidad del sonido en el material y la mitad el tiempo de tránsito, es decir de ida y vuelta a través del material.

$$T = \frac{v.t}{2} \quad (2)$$

Dónde:

T = Espesor, en mm.

v = Velocidad, en m/s.

t = Tiempo de tránsito, en s.

El tiempo de tránsito del pulso ultrasónico a través de la pieza lo mide el equipo de ultrasonido. Mientras que la velocidad es una función de las propiedades físicas del material. Lo cual indica que existe una constante determinada para cada clase de material. Para el inicio mismo de la práctica uno o más bloques de referencia se requieren para obtener una velocidad conocida, o de algunos materiales examinados, habiendo espesores medidos con precisión y en el rango de espesores a ser medido. Generalmente, se recomienda que los espesores del bloque sean "números redondos". Un bloque debe tener un valor de espesor cerca del máximo al rango de interés y el otro bloque cerca al espesor mínimo (ASTM, 1995).

2.4.2 Norma API 570

2.4.2.1 General. La norma API 570 es la encargada de determinar los parámetros y criterios para la evaluación del estado en el cual se encuentran las tuberías que han sido sometidas al método de medición de espesores por ultrasonido, así como también recomendaciones para defectos encontrados en dichos componentes, esto en complemento con otras normas.

2.4.2.2 Objetivo. Inspeccionar, reparar, alterar y revalorar los sistemas de tuberías que se encuentran en servicio.

2.4.2.3 Propósito. API 570 fue desarrollado para refinerías de petróleo e industrias de proceso químico pero puede ser usado, cuando sea práctico para cualquier sistema de tuberías. Éste está destinado para el uso de organizaciones que mantienen o tienen acceso a una agencia autorizada de inspección, una organización de reparación, ingenieros de tubería, técnicos calificados e inspectores (API 570, 2006).

2.4.2.4 Procedimiento de inspección

a. Puntos de medición de espesores TML. Los puntos de medición de espesores (TMLs) son áreas específicas a lo largo del circuito de tuberías donde las inspecciones se deben realizar. La naturaleza de los TML varía de acuerdo a su localización en el sistema de tuberías. La selección de los TMLs debe considerar el potencial de corrosión localizada y específica del servicio de la tubería.

b. Monitoreo de TML. Cada sistema de tuberías deberá ser monitoreado tomando las medidas de espesor en los TML. Los circuitos de tuberías con consecuencias de alto potencial si se presentara una falla y aquellas que están sujetos a rangos de corrosión alta o corrosión localizada normalmente tendrán más TML y serán monitoreados más frecuentemente. Los TML deben ser establecidos para áreas con CBA continuas, corrosión en interfaces S/A, u otras localizaciones de corrosión potencial localizada al igual para corrosión general y uniforme. Los TML deben ser distribuidos apropiadamente a través de cada circuito de tuberías.

Las mediciones de espesores deberán incluir medidas en cada uno de los cuatro cuadrantes de la tubería y accesorios, con atención especial para los radios interiores y exteriores de los codos y tubos en T donde la corrosión/erosión pudiera incrementar los rangos de corrosión. Como un mínimo, la lectura más delgada y su localización deberán ser registradas y usadas para calcular los rangos de corrosión, vida remanente y la próxima fecha de inspección.

c. Selección de TML. En la selección o ajustamiento del número y localizaciones de TML, el inspector debe tomar en cuenta los patrones de corrosión que se esperan encontrar y que han sido analizados en la unidad de proceso (API 570, 2006).

Los inspectores deben usar su conocimiento y el de otros acerca de la unidad de proceso para optimizar la selección de TML para cada circuito.

Se debe seleccionar más TML para sistemas de tuberías que tenga las siguientes características:

- Alto potencial para crear una emergencia ambiental o de seguridad.
- Rangos de corrosión altamente esperados.
- Alto potencial para corrosión localizada.
- Más complejidad en términos de accesorios, bifurcaciones, tramos muertos, puntos de inyección y sus similares.
- Potencial más alto para CBA.

Se puede seleccionar menos TML para sistemas de tuberías con las siguientes características:

- Bajo potencial para crear una emergencia ambiental o de seguridad.
- Sistemas de tuberías relativamente no corrosivos.
- Sistemas de tuberías largos de tendido recto.

Los TML pueden ser eliminados en sistemas de tuberías con las siguientes características:

- Potencial extremadamente bajo para crear una emergencia ambiental o de seguridad por producto de una fuga.
- Los sistemas no corrosivos, como es demostrado por el uso similar o por el historial, y los sistemas no sujetos a cambios que pudieran causar corrosión.

d. Métodos de medición de espesor. El ultrasonido es el método más factible que se aplica para obtener el espesor real de las áreas que deben ser inspeccionadas. Después de las lecturas de ultrasonido en los TML se recomienda la reparación adecuada del aislamiento y revestimiento de la aislación para reducir el potencial por CBA.

Cuando la corrosión en un sistema de tuberías no es uniforme o el espesor remanente se aproxima al espesor mínimo requerido, puede requerirse mediciones de espesor adicionales. Cuando las medidas ultrasónicas son tomadas por encima de los 150 °F (66°C) se debe usar equipos, acoplantes y procedimientos que permitan tomar medidas precisas a altas temperaturas.

Los inspectores deben prevenirse de posibles fuentes de inexactitudes de las mediciones y hacer todo esfuerzo para eliminar su ocurrencia. Los factores que pueden contribuir a la inexactitud de la medición ultrasónica de espesores incluyen los siguientes:

- Calibración inadecuada del equipo.
- Incrustación o recubrimientos externos.
- Excesiva aspereza de la superficie de inspección.
- Rugosidad excesiva del transductor (en superficie curvada).
- Defectos superficiales, tales como las laminaciones.
- Efectos de temperatura [a temperaturas por sobre los 150°F (66°C)].
- Espesores de menos de 1/8 pulgadas (3.2 milímetros) para típicos calibres de transductores de medición de espesor.

Además, debe tenerse en cuenta que el patrón de corrosión puede ser no uniforme. Para que las determinaciones de rango de corrosión sean válidas, es importante que las mediciones sobre el área más delgada sean repetidas lo más cercanamente a la misma localización (API 570, 2006).

2.5 Deterioro y mecanismos de falla en tuberías y calderas

2.5.1 Fallas potenciales en tuberías de vapor. A diario las tuberías en servicio se encuentran sometidas a la acción de diferentes fuerzas y ambientes generalmente agresivos que a medida del tiempo van deteriorando el estado físico de las mismas, algunos ejemplos de estos deterioros son disminución de espesor de pared, disminución de la resistencia mecánica del material, aparición de discontinuidades y grietas, que a medida que van deteriorando las tuberías traen consigo reducciones en la capacidad de

carga de la línea. Algunas de las formas más comunes de daño en líneas de tuberías de vapor se describen a continuación.

2.5.1.1 Corrosión galvánica. Éste tipo de corrosión se asocia a la corriente resultante de la unión de dos o más metales disímiles en contacto con un electrolito común. Para que se lleve a cabo éste tipo de corrosión uno de los dos metales en contacto se comporta como ánodo y el otro como cátodo. Un tramo de tubería de acero tiene áreas catódicas y anódicas debido al nivel de impurezas que pueden estar presentes en el acero al carbono o de baja aleación, o al poner un tramo de tubería nueva en contacto con una tubería antigua (PUENTES, 2012).

2.5.1.2 Corrosión atmosférica. Éste tipo de desgaste se produce por el ataque químico o electroquímico en la superficie del material, lo que ocasiona la pérdida de metal y sus características mecánicas.

Figura 5. Corrosión atmosférica



Fuente: http://www.astm.org/SNEWS/SPANISH/SPJA10/g0105_spja10.html

Factores que influyen en la corrosión atmosférica tenemos:

- Presencia de oxígeno que cumple la función de agente oxidante en el proceso de corrosión y actúa como despolarizador de cátodos.
- Humedad relativa puesto que existe corrosión cuando la humedad crítica relativa está en el rango de 50 y 70% para el acero, cobre, níquel y zinc. Caso contrario cuando la humedad crítica relativa está por debajo de éste rango no existe corrosión en las superficies.
- Temperatura, es el factor donde la humedad relativa aumenta cuando la temperatura baja.

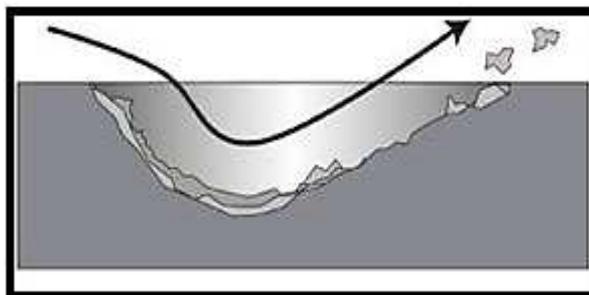
- Contaminantes atmosféricos que están presentes en la atmósfera, incrementan la velocidad de corrosión, los principales contaminantes son; el cloruro de sodio, óxido de azufre y el sílice. Un metal pierde su efectividad de acuerdo al tipo de atmósfera presente en la ubicación de la instalación.

2.5.1.3 Corrosión intergranular. Éste tipo de corrosión generalmente se presenta en los bordes de grano durante el proceso de cristalización de los metales, producto del empobrecimiento del componente de la aleación.

El ataque se presenta cuando el borde del grano es anódico respecto al grano en sí, es decir, pequeña área anódica ante el área catódica grande, está a la vez pierde sus características mecánicas del material aumentando el volumen inicial del material (RODRÍGUEZ, 2010).

2.5.1.4 Erosión y desgaste. La erosión es un fenómeno físico que consiste en la degradación de una superficie expuesta al choque en un medio constituido por partículas sólidas, líquidas, gaseosas o combinadas. Y el desgaste erosivo es producido por la acción cortante de partículas suspendidas en un medio fluido con alta energía cinética actuando bajo un determinado ángulo de impacto. Éstos daños o corrosión y otros aspectos son los más perjudiciales para las tuberías.

Figura 6. Corrosión por erosión



Fuente: http://cbs.grundfos.com/BGE_Spain/lexica/LIT_Erosion_corrosion.html

El desgaste erosivo depende directamente de:

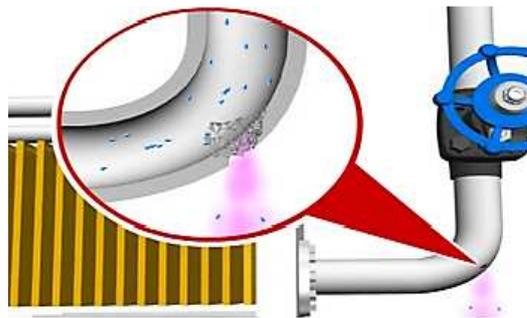
- Efecto del ángulo de impacto. El efecto del ángulo de impacto está en función de la remoción del material en la superficie, en los sistemas en los cuales prevalece la deformación plástica o el corte, las mayores tasas de desgaste se presentan para

ángulos bajos entre 10° y 30° y en condiciones de fractura frágil las mayores tasas de desgaste se obtienen a partículas que inciden a 90° .

- Efecto de la velocidad de las partículas. En general la resistencia al desgaste erosivo disminuye con el aumento de la velocidad de las partículas. En flujos turbulentos el impacto de las partículas es más agresivo que en flujos laminares.
- Efecto de la dureza de las partículas. Se ha observado que partículas abrasivas duras promueven mayores tasas de desgaste, independiente de la velocidad y el ángulo de impacto.

2.5.1.5 Cavitación. Éste tipo de desgaste se produce por el choque de burbujas de gas que se forman en regiones dónde la presión local cae por debajo de la presión del flujo de vapor. Cuando las burbujas entran en una región de alta presión colapsan en la superficie sólida continuamente, éste colapso continuo de las burbujas causa un esfuerzo cíclico en la superficie. En una tubería las presiones negativas ocurren cuando el flujo del vapor entra en una geometría divergente. Por ejemplo en cambios de sección (PANCORBO, 2011).

Figura 7. Corrosión por cavitación



Fuente: <http://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/piping-erosion.html>

En materiales dúctiles la cavitación puede causar cráteres en la superficie, en materiales cerámicos se puede presentar en forma de grietas o desprendimiento de material.

El origen de la cavitación se produce:

- Al disminuir la presión sobre el flujo en un punto, éste se evapora formando burbujas que es el principio de la cavitación.

- Al aumentar la presión sobre el flujo en el mismo punto las burbujas se rompen produciendo ondas de choque que alcanzan a generar altas presiones.
- Se forma una superficie corroída sobre el punto, que genera una película.
- Se desprende ésta película perdiendo masa del material en ese punto.
- Se forman nuevas burbujas y se repite el proceso (PANCORBO, 2011).

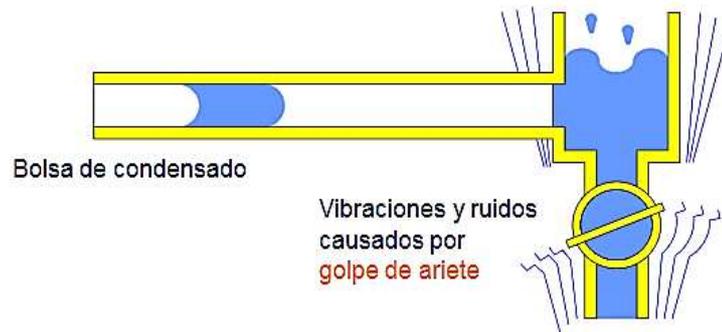
2.5.1.6 *Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos.* Es una forma de agrietamiento en el cual se favorece la propagación de grietas pequeñas de manera que se alargan y profundizan lentamente. Otro caso eventual puede ocurrir cuando grietas pequeñas se unen para formar grandes grietas. Éste tipo de corrosión puede estar presente en la tubería por años, pero una vez la grieta en cuestión se vuelve lo suficientemente grande, el resultado puede ser fatal. Éste tipo de corrosión se presenta en condiciones de ambientes húmedos, secos, caliente y marítimos los cuales favorecen el deterioro de los recubrimientos, por lo general puede verse incrementada en dónde se encuentran esfuerzos de tensión como en curvaturas o cambios de sección.

2.5.1.7 *Abolladuras con concentrador de esfuerzos.* Los concentradores de esfuerzos en éste tipo de abolladuras son las grietas, rasguños dentro de una abolladura que pueden desencadenarse en la producción de una falla fatal dentro de las tuberías.

2.5.1.8 *Grietas.* Éste tipo de daño son separaciones o particiones del metal inducidas por esfuerzos, que en la mayoría no son lo suficientemente grandes como para causar falla o ruptura total del material, pero que poseen todo el potencial para incubar una falla o una grieta por concepto de esfuerzos cíclicos, por corrosión intergranular en tuberías de servicio, que con el transcurrir de los años podrían causar una falla por fatiga (PUENTES, 2012).

2.5.1.9 *Golpe de ariete.* Éste efecto se produce cuando el condensado, en lugar de ser purgado en los puntos bajos del sistema, es arrastrado por el vapor a lo largo de la tubería, y se detiene bruscamente al impactar contra algún obstáculo del sistema. Las gotas de condensado acumuladas a lo largo de la tubería, forman con el tiempo una bolsa continua de agua líquida que será arrastrada a lo largo de la tubería a la velocidad del flujo de circulación de vapor (ver Figura 8).

Figura 8. Golpe de ariete



Fuente: <http://saber.ucv.ve/jspui/bitstream/123456789/1962/1.pdf>

Cuando se obstruye su paso, a causa de una Te en la tubería o una curva, la energía cinética se convierte en un golpe de presión. Normalmente se produce un ruido de golpe, que puede ir acompañado de un movimiento en la tubería y altas vibraciones. En casos serios, los accesorios pueden incluso romperse con un efecto casi explosivo, con la consecuente pérdida de vapor vivo en la rotura, creando una situación peligrosa (MARTÍNEZ, 2007).

2.5.1.10 Agrietamiento por fatiga. El agrietamiento por fatiga puede resultar de esfuerzos cíclicos excesivos que están frecuentemente bien por debajo de la resistencia cedente estática del material. Las tensiones cíclicas pueden ser impuestas por presión, medios mecánicos o térmicos y pueden producir fatiga de ciclo bajo o de ciclo alto. La iniciación de agrietamiento por fatiga de ciclo bajo frecuentemente está relacionada directamente con el número de ciclos de calentamiento y enfriamiento experimentados. La vibración excesiva del sistema de tuberías también puede provocar daño por fatiga de ciclo alto.

2.5.1.11 Agrietamiento por fluencia. La termo-fluencia depende del tiempo, la temperatura y el esfuerzo. El agrietamiento por fluencia eventualmente puede ocurrir en condiciones de diseño, puesto que algunos esfuerzos tolerables del código de tuberías están en la gama de fluencia. El agrietamiento es acelerado por interacción entre fluencia y fatiga cuando las operaciones en el rango de fluencias son cíclicas.

2.5.2 Indicadores de corrosión en tuberías. Los indicadores de corrosión son instrumentos que permiten medir de manera práctica la velocidad del proceso corrosivo. Hay indicadores que pueden medir la velocidad promedio del proceso corrosivo en un

período de tiempo, mientras que otros pueden señalar la evolución del proceso corrosivo en un intervalo de tiempo. Varios son los indicadores importantes utilizados en el monitoreo de la corrosión (TURMERO, 2011).

Tabla 1. Indicadores de corrosión

Denominación	Designación	Fórmula	Unidades	Tipo de corrosión
Aumento de peso	K_m^+	$K_m^+ = \frac{P_f - P_0}{S \cdot t}$	(g/m ² .h) (mg/dm ² .dia)	Uniforme
Pérdida de peso	K_m^-	$K_m^- = \frac{P_0 - P_f}{S \cdot t}$	(g/m ² .h) (mg/dm ² .dia)	Uniforme
Pérdida de espesor	Π	$\pi = \frac{\pi_0 - \pi_f}{t}$	(mm/año) (pulg/año)	Uniforme
Volumétrico	K_V	$K_V = V_{H_2}^0$	$\left(\frac{cm^3}{cm^2} \cdot h\right)$	Uniforme
Analítico	K_C	$K_C = \frac{C_f - C_0}{t}$	(g/L.h) (ppm/h)	Uniforme
Eléctrico	K_R	$K_R = \frac{C_f - R_0}{R_0} \cdot 100$	(%)	Uniforme

Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos-pdf4>

En el caso de las tuberías de vapor, es conveniente para los respectivos cálculos de velocidad de corrosión, aplicar el indicador por pérdida de espesor.

La clasificación de las velocidades de corrosión se muestra de manera cualitativa.

Tabla 2. Velocidades de corrosión

Velocidad de corrosión (mm/año)	Clasificación
Menor a 0.025	Baja
0.025 a 0.120	Moderada
0.13 a 0.25	Alta
Mayor a 0.25	Severa

Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos-pdf4>

2.5.3 Fallas potenciales en calderas pirotubulares. Los problemas más importantes que se presentan en los calderos como consecuencia de las características del agua y del combustible con que operan se tienen los siguientes:

- Incrustaciones.
- Corrosión.

2.5.3.1 Incrustaciones. Las incrustaciones son depósitos cristalinos que se adhieren sobre las superficies metálicas de las calderas, se forma en el lado de agua durante el proceso de evaporación y están compuestas generalmente de sales insolubles de:

- Calcio (Ca ++).
- Magnesio (Mg++).
- Bicarbonato (HCO₃).
- Sulfato (SO₄⁻).
- Silicato (SiO₃⁻).
- Hierro (Fe++).
- Sílice.

Entre éstas impurezas, las sales de calcio y magnesio revisten una importancia máxima, debido a que dichas sales son muy poco solubles y en consecuencia tienden a precipitarse sobre las superficies, produciendo una capa dura y aislante de difícil remoción. Existen varios tipos de incrustación de diferente dureza.

Tabla 3. Tipo de incrustaciones

Incrustación dura	Incrustación blanda	Formador de incrustación o corrosión
Sulfato cálcico	Bicarbonato cálcico	Nitrato cálcico
Silicato cálcico	Carbonato cálcico	Cloruro cálcico
Silicato magnésico	Hidróxido cálcico	Cloruro magnésico
Sílice	Bicarbonato magnésico	Sulfato magnésico
	Carbonato magnésico	Nitrato de magnesio
	Hidróxido magnésico	Alúmina
	Fosfato cálcico	Silicato sódico
	Carbonato de hierro	
	Óxido de hierro	

Fuente: <http://repo.uta.edu.ec/bitstream/handle/123456789/299/t265id.pdf>

La principal causa de formación de incrustaciones se debe a que la solubilidad de las sales que producen la incrustación decrece con el incremento de la temperatura. Consecuentemente a mayor temperatura de operación de un caldero la solubilidad de las sales incrustantes aumenta. Cuando se forman las burbujas de vapor y abandonan la superficie del tubo, dejan espacio en el cual se forma la incrustación, lo cual puede ocurrir aun en los casos en que la concentración de sal en la masa principal de agua no se haya excedido.

Las sustancias con efectos diversos sobre las superficies de transferencia térmica son los aceites, grasas y la materia en suspensión.

Los aceites presentes en el agua de alimentación, pueden carbonizarse formando una capa asfáltica o puede ser absorbido por depósitos porosos presentes.

La sílice u óxido de silicio es también una impureza que se encuentra comúnmente disuelta en el agua y que al igual que la dureza, tiende a producir sedimentos duros cuando su concentración en el caldero sobrepasa sus niveles de solubilidad, éstos sedimentos o incrustaciones son muy difíciles de remover (KOHAN, 2000).

a. Efectos de las incrustaciones en calderas. Químicamente, antes de que alguna impureza pueda incrustarse, debe abandonar la solución y solidificarse por cualquiera de las siguientes maneras:

- Por reducción de solubilidad con incremento de temperatura del agua, en aquellas impurezas clasificadas como de solubilidad negativa.
- Por exceder el punto de saturación de modo que el agua no pueda disolver más impurezas en ese estado y precipite fuera de la solución.
- Por cambios químicos por el calor para formar sustancias insolubles, como los bicarbonatos de calcio y magnesio.

La incrustación en las calderas pirotubulares también afecta a los tubos, pero generalmente éstos ceden por sobrecalentamiento.

Figura 9. Daño del tubo por sobrecalentamiento



Fuente: <http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/ingenieria/2023293.pdf>

La incrustación puede también bloquear la acción adecuada de los controles e incluso válvulas de seguridad, por cegado de conexiones o por bloqueo de las válvulas o de los controles. Una causa principal de los fallos de válvulas de seguridad es la acumulación de depósitos alrededor del asiento, lo que lleva a la válvula a bloquearse en su posición cerrada. Un programa regular de pruebas de válvula evita éste tipo de fallo.

Los resultados de incrustaciones en un caldero son las siguientes:

- Pérdida de eficiencia.
- Mayor gasto de combustible.
- Recalentamiento de los tubos.
- Fallas muy costosas.
- Corrosión acentuada bajo las incrustaciones.
- Fisuras en los espejos.

La formación de incrustación a menudo aumenta con la tasa de evaporación, así los depósitos de incrustación a menudo serán mayores dónde la temperatura de los gases sea más elevada (MEDINA, 2011).

2.5.3.2 Corrosión en calderos. La corrosión es la segunda causa de problemas del agua después de la formación de incrustaciones. La corrosión en calderas se produce por el deterioro del metal por reacción química, el cual es disuelto o comido por el efecto corrosivo que debilita seriamente al metal de la caldera.

Las principales causas de la corrosión son:

- Presencia de oxígeno disuelto en el agua.
- Presencia de anhídrido carbónico (CO_2).
- Presencia de ácidos orgánicos o inorgánicos.

a. Corrosión ácida. La detección de la corrosión ácida, además de la inspección visual, depende de varias pruebas que hay disponibles para cuando las condiciones ácidas se

presente, de forma que el operador, con asistencia de especialistas en tratamiento, pueda emprender acciones antes de que se produzcan serios daños.

Las pruebas más usadas son las de pH y de alcalinidad del agua.

b. Corrosión por oxígeno. El oxígeno produce la corrosión del metal por dos vías:

- La presencia de oxígeno libre en el agua de la caldera produce un ataque de picado sobre el metal de la caldera. El oxígeno también se une con el metal de la caldera de modo general para producir óxido de hierro.

Figura 10. Ataque por picado del oxígeno



Fuente: <http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/ingenieria/2023293.pdf>

- El oxígeno libre puede producirse a medida que la temperatura de la caldera aumenta y el oxígeno es forzado a salir de la solución. El oxígeno, después se agrega en forma de burbuja de gas que asciende a la superficie calefactora de la caldera para comenzar la reacción química con el hierro (GUAMÁN, 2008).

Cuanto más fría este el agua mucho más oxígeno puede disolver.

2.5.3.3 Corrosión en el lado de agua. La corrosión tiene mucha influencia en las averías que pueden presentar una caldera, y son debidas en general a un mal tratamiento del agua de alimentación.

Hay que recalcar un tipo de corrosión que se presenta generalmente en la zona de unión de los tubos con la placa tubular, en el interior del caldero o lado de agua. Éste tipo de

corrosión se extiende a lo largo de toda la circunferencia de unión tubo-placa, disminuyendo el espesor y llegando incluso a producir perforaciones.

El origen de éste tipo de corrosión se da usualmente bajo depósitos entre placa y tubo, debido por la presencia de tensiones residuales, concentración elevada de sosa cáustica en el agua de alimentación, que se acumula como depósito en la unión placa-tubo, o en los intersticios que pueden quedar entre el tubo y la placa (MEDINA, 2011).

2.5.3.4 Corrosión en el lado de fuego. Un tipo de corrosión que aparece en el lado de fuego de los calderos es una corrosión ácida debida al azufre presente en combustibles como el fuel-oil. Si la temperatura en ésta zona desciende por debajo del punto de rocío del SO_2 formado, se produce la condensación y en presencia de humedad da lugar a la formación de ácido.

El azufre se combina con el oxígeno formando ácido sulfúrico:

- $S + O_2 \rightarrow SO_2$ (Dióxido de azufre).
- $2S + 3SO \rightarrow 2SO_3$ (Trióxido de azufre).
- $SO_3 + H_2O \rightarrow H_2SO_4$ (Ácido sulfúrico).

Los depósitos de escoria y la corrosión por el ácido sulfúrico se producen principalmente en las partes más frías del caldero, como son los tubos del último paso de los gases y otros elementos.

Además cuando se realiza la combustión del petróleo, el azufre y el vanadio se combinan con el oxígeno formando óxidos de azufre, vanadio y sodio que son transportados a través del caldero junto con los demás productos de combustión y se comportan de la siguiente forma:

- Al pasar los gases de combustión por los tubos, los óxidos de sodio y vanadio se depositan sobre los tubos en forma de escoria. Estos depósitos son aislantes, evitando la transferencia de calor de los gases al agua, teniendo consecuencias similares a las producidas por las incrustaciones en la parte del agua.

2.5.3.5 Consecuencias de la corrosión en calderas. Las consecuencias de la corrosión son fundamentalmente la destrucción del equipo, el incremento en los costos del mantenimiento y fallas que pueden ser de consecuencias impredecibles. En la industria se tiene muy en cuenta los aspectos de la corrosión en los calderos, por los altos costos que éstos representan.

Los medios normalmente usados, para resolver éstos problemas son dos:

- Desaereación o desgasificación del agua por acción de la temperatura.
- Tratamiento químico del agua utilizada (MEDINA, 2011).

2.6 Determinación de espesores mediante inspección por ultrasonido

Éste estudio o medición, sirve para poder calcular el espesor real de un material, determinar si dicho material aún nos servirá para el trabajo que deseamos, o si soportará la presión de los fluidos que va a conducir o contener.

Tratando de ésta manera evitar los siguientes riesgos:

- Deformaciones.
- Fugas o fisuras.
- Explosión.

La ventaja que brinda la técnica no destructiva mediante medición de espesores, es la posibilidad de medir con precisión el espesor de paredes en situaciones en las que sólo un lado de la pieza a examinar es accesible, como en los tubos o recipientes a presión, también dónde las simples mediciones mecánicas son imposibles o difíciles de realizar debido a diferentes razones, como las dimensiones de las pieza o la dificultad de acceso.

Para realizar un eficiente análisis predictivo y saber el espesor de nuestras paredes de tubos, se debe programar una ruta de mantenimiento en todas las paredes de la tubería, la cual se van tabulando los datos y se hace comparación de los valores de espesores medidos, con el espesor real de un tubo nuevo.

2.7 Procedimiento de inspección por ultrasonido

El procedimiento de inspección por ultrasonido es un documento escrito, en el que se describe en forma ordenada la secuencia de las actividades que deben ser aplicadas para una técnica específica. Es un documento en el cual se define los parámetros técnicos, requisitos de los equipos y accesorios, así como los criterios de aceptación y rechazo que son aplicables a materiales, partes, componente o equipos, todo de acuerdo con lo establecido en códigos, normas y/o especificaciones.

El procedimiento de inspección debe contener cada aspecto que el inspector necesita saber para llevar a cabo la inspección, como sea requerido, para ello el procedimiento de medición de espesores en la caldera y tuberías de vapor se describe en el capítulo III de acuerdo a la norma seleccionada para el método de medición de espesores por ultrasonido pulso-eco.

CAPÍTULO III

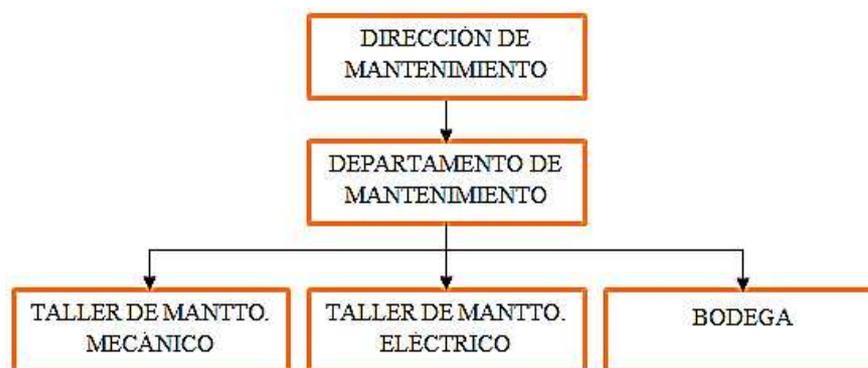
3. PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO EN BASE A LA NORMA ASTM E-797

3.1 Análisis de la situación actual de la institución

3.1.1 Estructura organizacional

HOSPITAL DEL IESS RIOBAMBA
DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO
ORGANIGRAMA ESTRUTURAL

Figura 11. Organigrama estructural del departamento de mantenimiento



Fuente: Departamento de mantenimiento del hospital IESS

3.1.2 Reseña histórica de la institución. El hospital del IESS Riobamba, fue creado el 11 de noviembre de 1969, en la administración del alcalde de Riobamba, Dr. Edelberto Bonilla Oleas. En agosto de 1936 se inaugura como dispensario número 5 y en 1939 empieza a funcionar la hospitalización y consulta externa. En 1964 se construye un edificio hospitalario para 60 camas que se inaugura en noviembre de 1969. En 1992 el consejo superior del IESS declaró al hospital de nivel II de complejidad, por ser de referencia subregional y provincial.

El IESS de Riobamba se fundamenta en proteger a la población urbana y rural, contra las limitaciones o falta de contingencia en rubros como maternidad, salud integral,

riesgos de trabajo, incapacidad, vejez, invalidez o muerte, manteniendo actualmente una etapa de transformación estructural desde su base administrativa.

3.1.3 *Situación actual de la sala de máquinas.* La sala de máquinas del hospital del IESS de la ciudad de Riobamba, en sus instalaciones cuenta con 2 calderos pirotubulares marcas Mohawk de 150 BHP cada uno, conectados en by pass de los cuales uno es completamente nuevo y se encuentra en stand by, mientras que el caldero que tiene más tiempo de funcionamiento es el encargo o cumple la función de producir vapor diariamente a una presión de 110 PSI para las áreas de cocina, lavandería, esterilización, lavachatas y tanques calentadores de agua. El vapor generado es distribuido desde el cabezal principal de distribución hasta los diferentes equipos mediante 5 tuberías principales de vapor.

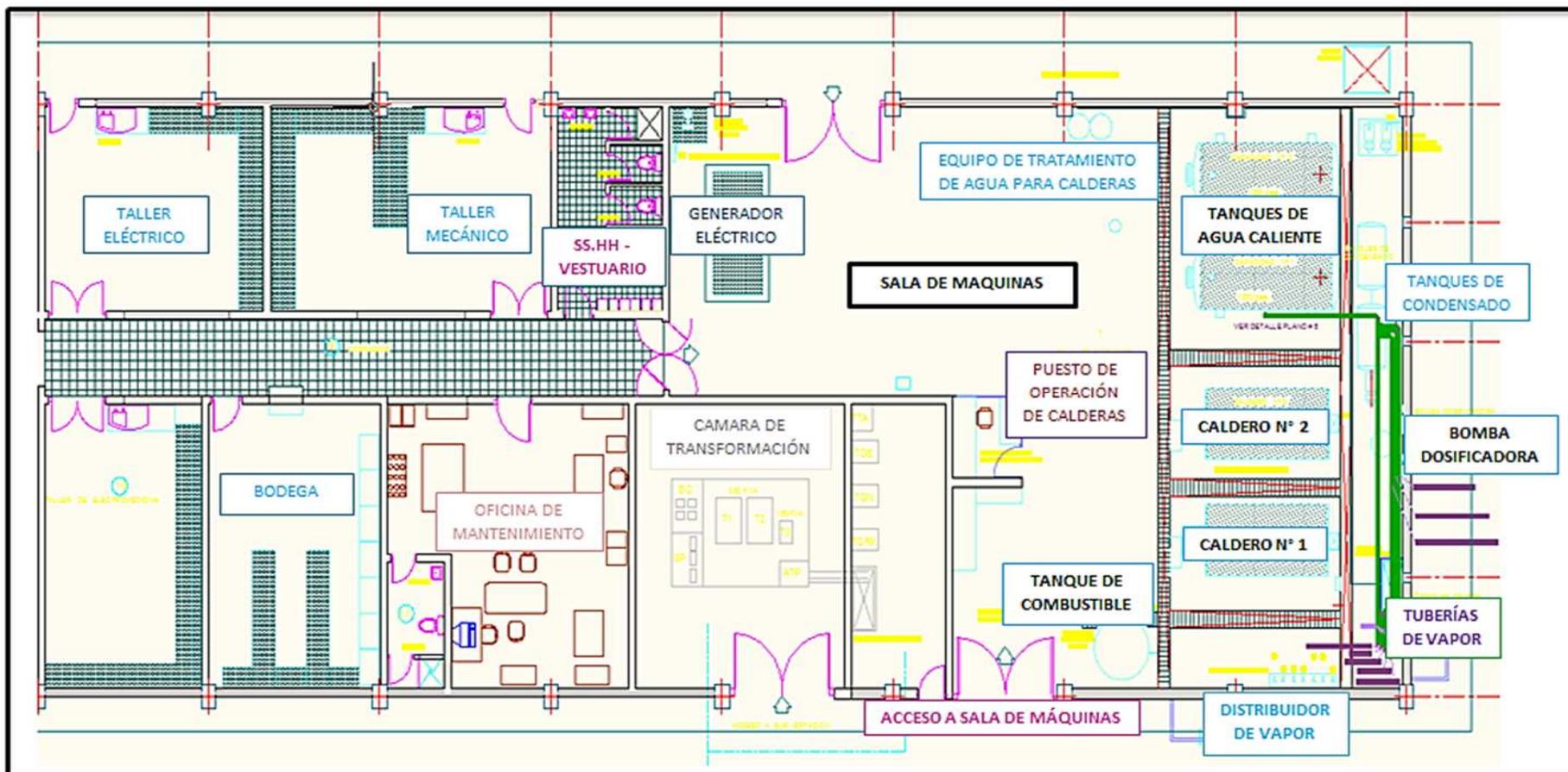
El caldero y las tuberías de vapor que actualmente se encuentran instalados fueron puestos en servicio hace aproximadamente 20 años. El caldero fue construido bajo la norma ASME SECCIÓN VIII, División 1 y 2, mientras que las tuberías de vapor fue construidas bajo la norma de diseño ASME B31.4, con API 5L/ASTM A53 Gr. B material comúnmente utilizado para la fabricación de tubos de acero al carbono.

El caldero se activa todos días durante los 365 días del año, manteniendo un funcionamiento de 20 minutos para la producción de vapor y 20 minutos de paro, tiempo empleado para distribuir el vapor generado, por lo tanto las tuberías siempre se encuentran en constante operación. El caldero nuevo que se encuentra en stand by se activa y cumple con el mismo funcionamiento, solamente cuando el caldero activo sale fuera de operación por motivo de mantenimiento.

Durante el tiempo de funcionamiento del caldero, la mayoría de las actividades de mantenimiento que se han realizado son correctivas y muy pocas preventivas, en lo que se respecta a las tuberías de vapor solo se ha realizado actividades de mantenimiento correctivo como cambios de accesorios o tramos de tuberías, razón por la cual no se conoce el estado actual de los componentes, por lo que se ve la necesidad de realizar una análisis que permita conocer el deterioro que se ha venido produciendo a través del tiempo, buscando de esta manera reducir su velocidad de crecimiento.

3.1.4 *Infraestructura de la sala de máquinas.* La sala de máquinas se encuentra conformada de la siguiente manera:

Figura 12. Infraestructura de la sala de máquinas

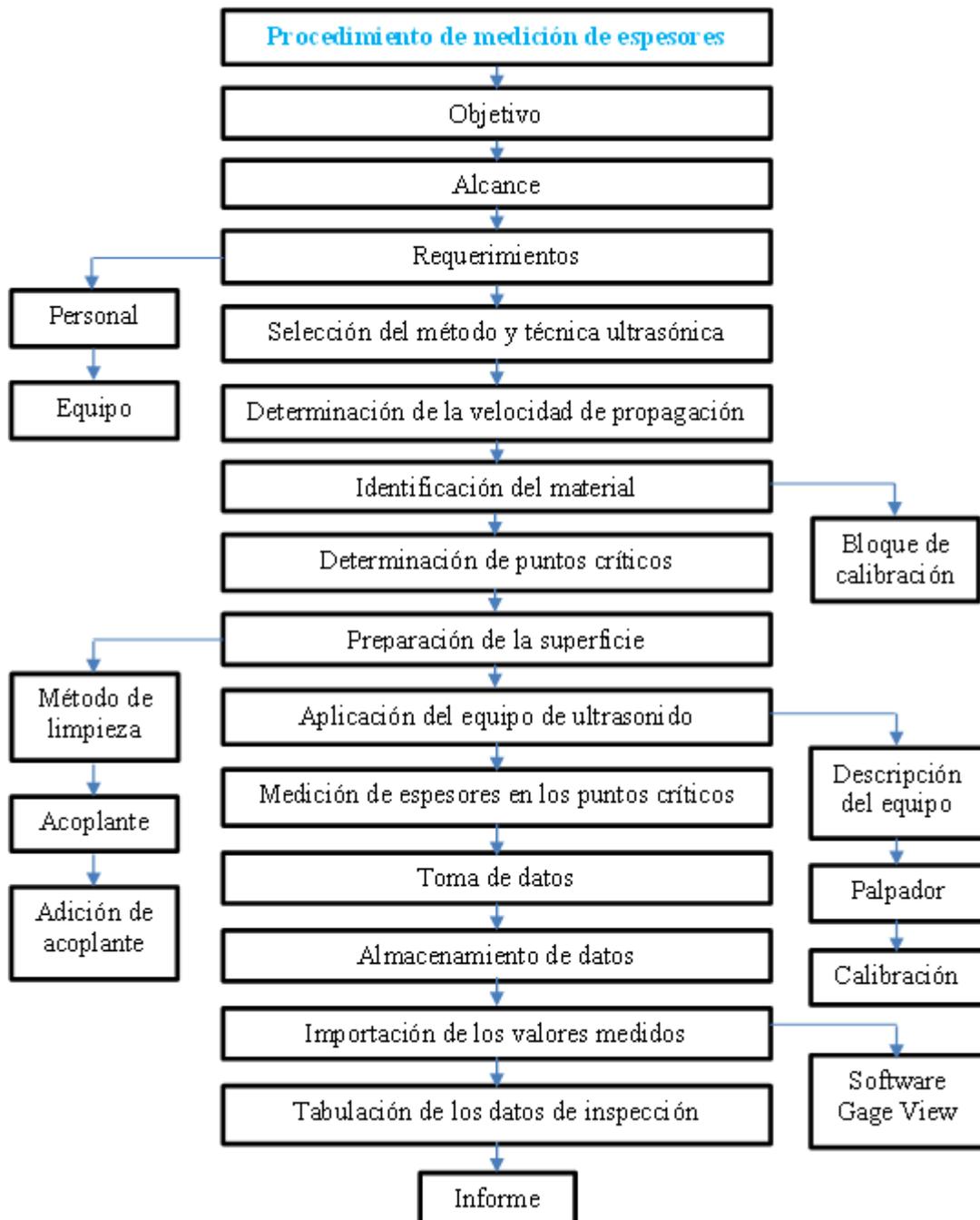


Fuente: Departamento de mantenimiento del hospital IESS

3.2 Procedimiento para medición de espesores

El plan para el procedimiento de medición de espesores por ultrasonido utilizando el método pulso-eco, se desarrolla de acuerdo a los requerimientos que exige la norma ASTM E-797 como se detalla a continuación:

Figura 13. Procedimiento de medición de espesores bajo ASTM E-797



Fuente: Autores

3.2.1 *Objetivo.* Explicar todos los pasos relacionados al procedimiento, para la medición de espesores en las partes de la caldera y las tuberías de vapor, mediante el análisis por ultrasonido.

3.2.2 *Alcance.* Éste procedimiento establece el método para la medición de espesores por ultrasonido, mediante la técnica de pulso eco y contacto directo, de recipientes a presión como es el caso de la caldera y de elementos estáticos como son las tuberías de vapor. El recipiente a presión que se va a inspeccionar mediante este procedimiento es la caldera pirotubular Mohawk, incluye las paredes de los tubos de fuego, hogar, y los espejos que forman parte de ella, mientras que para las líneas de vapor incluye las paredes de la tubería, codos y tees que conforman el sistema.

3.2.3 *Definiciones.* Cada uno de los puntos de inspección será definido así:

Para la tubería se utilizará como primer dígito una letra P que hace referencia al punto de medición acompañada de un segundo dígito que indica el número de mediciones en las partes de la tubería dónde se realiza la inspección señalando si es la medida 1, 2, 3 y así sucesivamente. Para evitar confusiones a la hora de realizar las tabulaciones de datos se individualizará las inspecciones para cada área.

Los puntos de inspección en las partes de la caldera, será definido como se indica:

Primer dígito con una letra que hace referencia al punto de medición. Segundo dígito con un número que indica el número de mediciones en las partes de la caldera dónde se realiza la inspección, indicando si es la medición 1, 2, 3, y así sucesivamente. Tercer dígito con una letra que identifica cada parte de la caldera.

3.3 **Requerimientos según ASTM E-797**

Dentro de los requerimientos indispensables que exige la norma ASTM E-797 para el procedimiento de medición de espesores por ultrasonido se menciona lo siguiente:

3.3.1 *Referencias.* Las normas y códigos que se emplearán tanto para la inspección como la evaluación de tuberías se citan a continuación:

- Código ASME B31.4, Pipe line Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. Edition 1998.
- Código ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipe lines. Año 1991.
- Norma ASTM E-797-95, Norma Práctica para medición de espesores por ultrasonido Pulso-Eco por el método de inspección por contacto manual.
- Norma API 570, Código de Inspección para Tuberías; Inspección, Reparación, Alteración y Revaloración de Sistemas de Tuberías en Servicio. Segunda edición, Octubre 1998.

Para la inspección y evaluación de las partes de la caldera se aplicarán los códigos y normas que se indican a continuación:

- Normas ASME para calderas y recipientes a presión.
- Código ASME section VIII. Division 1, Rules for construction of Pressure Vessels, 2002.
- Código ASME section V, Nondestructive Examination, 1998.
- Código ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. Año 1991.
- Norma ASTM E-797-95, Norma Práctica para medición de espesores por ultrasonido Pulso-Eco por el método de inspección por contacto manual.
- Norma API 510, Código de inspección de recipientes a presión para lo referente a inspección, evaluación, reparación y alteración.

3.3.2 *Personal.* Toda la inspección deberá ser realizada por el personal entrenado para este fin, en tal sentido, debe conocer el manejo y calibración del equipo, interpretar los resultados por medio de normas y poseer como mínimo una capacitación técnica en inspecciones por ultrasonido.

3.3.3 *Equipo.* El equipo de ultrasonido para la lectura directa de espesores según la norma ASTM E-797, debe ser tal que modifique o remplace las versiones de los instrumento de pulso-eco, debe estar diseñado para la medición y lectura numérica directa de rangos específicos de espesor y materiales, además el equipo debe ser capaz

de medir secciones delgadas de espesor usando generalmente transductores de alto amortiguamiento y de alta frecuencia. El equipo o su equivalente a utilizarse en éste procedimiento es el 45 MG de Olympus, medidor de espesores por ultrasonido.

3.3.4 Procedimiento. El procedimiento de medición de espesores mediante ultrasonido, se realizará por el método pulso-eco.

3.3.5 Informe. El informe de medición de espesores por ultrasonido, será reportado por el inspector en un formato de reporte adecuado en el que se indique la ubicación, los sectores inspeccionados y la cantidad de partes inspeccionadas con los valores de las medidas tomadas.

3.3.6 Normas de aceptación y rechazo. La evaluación de los resultados obtenidos en la medición de espesores por ultrasonido, debe compararse con las tolerancias permitidas por las normas correspondientes.

Para la evaluación de los valores de espesores tomados en las tuberías de vapor se lo hará bajo los parámetros establecidos de las normas API 570 y ASME B31G, para el caso del caldero se utilizarán las normas API 510 y ASME SECCIÓN VIII. División 1 y 2. La aplicación de estas normas está descrita en el capítulo 4.

3.4 Determinación de la técnica y método ultrasónico a utilizar

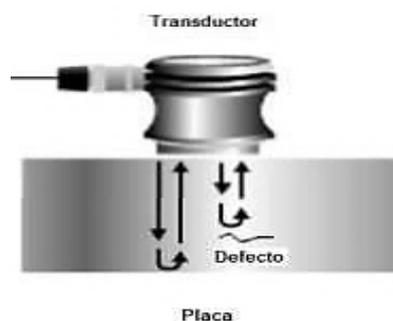
La gran cantidad y variedad de pruebas no destructivas, envuelve la selección y aplicación de métodos y técnicas específicas, acorde con los procedimientos de ensayo que se requieren efectuar en un determinado equipo o componente, con el único fin de determinar la presencia y severidad de discontinuidades que puedan afectar a la operatividad de los mismos.

3.4.1 Determinación del método de inspección. El método que se aplicará es de pulso-eco porque se emplea un equipo ultrasónico y la inspección consiste en realizar mediciones de espesores; la técnica utilizada es por contacto directo debido al empleo en forma rápida y directa del transductor sobre los componentes, permitiendo obtener las medidas de espesor accediendo solo desde un lado de la superficie.

3.4.1.1 Método pulso-eco. Este método consiste en transmitir la energía ultrasónica al cristal en forma de pulsos cortos, éstos se transmitirán al material con una frecuencia repetitiva de tal forma que, el tiempo que tarda en recibir entre pulso y pulso la energía reflejada en la pared posterior, permitirá determinar el espesor de la pieza, tomando para ello como referencia la superficie en la que se encuentra el haz ultrasónico.

Para la aplicación de este método se utilizará un palpador o sonda con doble cristal, uno con función de emisor y el otro como detector.

Figura 14. Aplicación del transductor

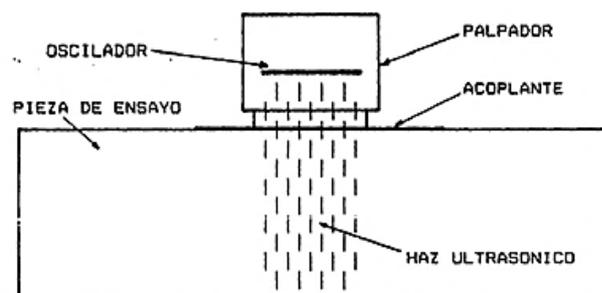


Fuente: <http://sistendca.com/DOCUMENTOS/Curso%20Ultrasonido%20Basico.pdf>

3.4.1.2 Técnica de contacto directo. Ésta técnica consiste en colocar el palpador medidor de espesores, en contacto directo sobre la superficie del material sujeto a inspección. En la interface entre el palpador y la superficie de la pieza se coloca un medio acoplante para garantizar la buena transmisión de la onda ultrasónica.

La técnica por contacto directo que se aplicará para la medición de espesores, es actualmente una de las más empleadas, su principal ventaja es su facilidad de aplicación y la rapidez con que puede ser efectuada las mediciones.

Figura 15. Técnica de haz normal

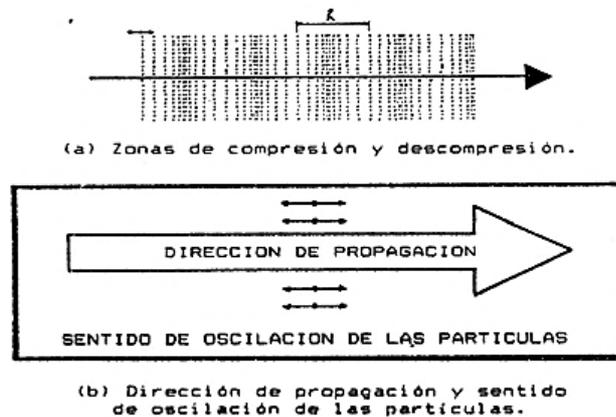


Fuente: <http://sistendca.com/DOCUMENTOS/Curso%20Ultrasonido%20Basico.pdf>

3.4.2 *Determinación de onda ultrasónica.* El tipo de onda ultrasónica que se utiliza para la medición de espesores por ultrasonido es la onda longitudinal o de compresión ya que ésta se propaga de diversos modos y en cualquier medio.

3.4.2.1 *Ondas longitudinales o de compresión.* La propagación del sonido en ésta forma, se da por el vínculo elástico existente entre las partículas del palpador y el material, dónde cada una de ellas al vibrar, empuja o hala las partículas adyacentes, éstas a su vez transmiten la energía a las partículas vecinas, y así sucesivamente hasta propagarse por todo el material dando como resultado un valor de la distancia recorrida de la onda sobre el material.

Figura 16. Características de una onda longitudinal



Fuente: <http://sistendca.com/DOCUMENTOS/Curso%20Ultrasonido%20Basico.pdf>

3.4.3 *Determinación de la velocidad de propagación de onda.* La velocidad de propagación, se puede determinar de acuerdo al tipo de onda ultrasónica, por medio de catálogos o a través de los bloques de calibración; como se conoce el tipo de onda ultrasónica a emplear en éste caso las ondas longitudinales dónde la velocidad del sonido es constante en todo el material, depende del módulo de elasticidad a tracción y de la densidad del material, la velocidad de propagación se puede determinar por:

$$V_L = \sqrt{\frac{E}{\rho} \frac{1-\mu}{(1+\mu)(1-2\mu)}} \quad (3)$$

Dónde:

V_L = Velocidad acústica de propagación de las ondas longitudinales.

μ = Coeficiente de Poisson.

E = Módulo de elasticidad del material.

ρ = Densidad del material (CUBICULO, 2009).

La determinación de la velocidad de propagación por medio de catálogos consiste en averiguar tablas proporcionadas por los fabricantes de equipos de ultrasonido en dónde se encuentran diferentes velocidades de propagación para diversos materiales, una vez encontrados éstos valores se ingresa manualmente al equipo y se procede a realizar las mediciones. En el anexo H se muestra una tabla de las velocidades acústicas de diferentes materiales.

La última forma de determinar la velocidad de propagación y la más confiable es a través de los bloques de calibración, los cuales deben ser del mismo material que se va a inspeccionar, en sí el equipo que se va a utilizar tiene la capacidad de detectar la velocidad acústica del material e ingresar automáticamente.

La conclusión es que la velocidad de propagación del sonido no depende de la amplitud ni de la frecuencia, sino del medio en que se propaga, del tipo de material que se va a inspeccionar y de las condiciones en las que se va a realizar la inspección.

3.5 Identificación del tipo de material de la caldera y tubería de vapor

3.5.1 Descripción general de la caldera. El cuerpo de la caldera pirotubular, está formada por un cuerpo cilíndrico de disposición horizontal, incorpora interiormente un paquete multitubular de transmisión de calor y una cámara superior de formación y acumulación de vapor, el hogar y los tubos están completamente rodeados de agua, la llama se forma en el hogar pasando los gases calientes por el interior de los tubos de los pasos siguientes, para finalmente ser conducidos a la chimenea.

La caldera es totalmente automática, consiste de tubos de fuego de tres pasos y produce 6900 libras de vapor por hora con una temperatura hasta 380°F, trabajando así a la altura y condiciones de operación establecidas por la institución (ver Tabla 4).

Tabla 4. Características técnicas del caldero

	Características técnicas	
	Capacidad	150 BHP
Operación	Modulada	
Producción de vapor	6900 Libras/Hora	
Presión de diseño	150 Psi	
Presión de prueba hidrostática	250 Psi	
Combustible	Combustible No. 2	
Piloto	Combustible No. 2	
Atomización (ACPM)	Por presión	
Número de pasos	3 pasos	
Características eléctricas	220/440/3/60 Para motores 110/1/60 Para controles	

Fuente: Manual del caldero

3.5.2 Capacidad de la caldera. La caldera es de tipo horizontal pirotubular, con capacidad de salida de 150 BHP, diseñada para una presión de trabajo de 150 Psi.

3.5.3 Diseño. La caldera pirotubular tiene una cámara de combustión y tubos de retorno distribuidos en forma pareja, dispuestos de tal manera que permiten la libre circulación de agua y el flujo uniforme de gases de combustión en las placas trasera y delantera y en los tubos de retorno. Los orificios de inspección son de tamaño y cantidad adecuada para permitir un fácil acceso a la parte de agua de la caldera.

La caldera cuenta con puertas embisagradas y empernadas en el frente y en la parte posterior para proporcionar acceso total a la cámara posterior y a los tubos de retorno, sin necesidad de remover refractarios o particiones y dando facilidad para la limpieza, mantenimiento o cambio de cualquiera de los tubos desde la parte delantera o desde la parte posterior, sin necesidad de remover quemadores o aparatos de control.

Las puertas están provistas de empaques de asbesto para evitar escapes de gases y su diseño puede ser manipulado por una sola persona.

3.5.4 Materiales de construcción. El cuerpo de presión de la caldera está fabricado con lámina de acero de calidad certificada con las siguientes características:

- Cilindro exterior. Lámina de acero al carbono en calidad certificada ASTM A 285 Gr. C o ASTM A 515 Gr. 70.
- Espejos. Lámina de acero al carbono en calidad ASTM A 285 Gr. C o 515 Gr. 70.
- Cámara de combustión. Corrugada tipo Morrison en lámina de acero al carbono en calidad ASTM A 285 Gr. C.
- Tubos de Humo. Tubería sin costura para servicio de alta temperatura ASTM A 106 Gr. B, cédula 40.
- Accesorios. Las uniones y accesorios en el cuerpo de presión de la caldera son de clase 3.000 según las normas del código ASME.

El cuerpo de presión de la caldera está totalmente soldado por fusión eléctrica de penetración completa, y los tubos están fijados y sellados sobre sus respectivos espejos mediante expandido y rebordeado en sus extremos.

3.5.5 *Descripción de la tubería de vapor.* La tubería de vapor consta de una larga serie de segmentos conectados con la fuente generadora de vapor, válvulas, control de dispositivos y otros equipos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema, el vapor generado circula por el interior de la tubería a una presión de trabajo de 110 psi esto se cumple hasta llegar al interior de cada una de las áreas en donde la presión es de 80 psi. Las tuberías tienen un diámetro exterior de 2" a excepción de la tubería del área de lavandería que tiene un diámetro de 3" esto desde el distribuidor hasta llegar a la parte en donde se encuentran ubicados los consumidores y su diámetro oscila entre 1/2", 3/4" y 1", el diámetro de la tubería que conduce el vapor desde los calderos hasta el distribuidor es de 5".

3.5.6 *Materiales de construcción.* El material de construcción es de tubos sin costura, de 5"-1/2" de diámetro exterior en calidad certificada ASTM A53 Grado B con cédula 40. Está construida de acero negro aleado.

Figura 17. Tuberías de vapor ASTM A53 Grado B, SCH 40



Fuente: Autores

3.5.7 *Bloque de calibración.* El bloque de calibración es el patrón de referencia con medidas estándar conocidas, se utilizan para calibrar el equipo de ultrasonido y evaluar los espesores medidos de la tubería inspeccionada. Éste bloque de calibración posee las mismas propiedades físicas, químicas y de estructura.

Figura 18. Bloque de calibración



Fuente: <http://es.aliexpress.com/store/638147>

El bloque de calibración utilizado para la medición de espesores en la tubería de vapor, fue construido en base a la norma ASTM E-797, con las siguientes características:

- El material del bloque debe ser el mismo que el material a inspeccionar.
- Se debe saber el valor exacto de al menos dos espesores.
- Uno de los espesores del bloque debe ser tan delgado como el espesor más delgado de la pieza bajo ensayo, para las calibraciones del cero. La condición de la superficie debe ser similar al material bajo inspección. Generalmente, las superficies rugosas disminuyen la precisión de la medición; sin embargo, el hecho de reproducir la condición real de la superficie de la pieza bajo ensayo en la superficie del bloque de calibración puede ayudar a obtener mejores resultados.
- Uno de los grados de espesor del bloque debe ser tan grueso como el espesor más grueso de la pieza bajo ensayo, para las calibraciones de la velocidad de propagación acústica.
- La temperatura del bloque debe ser la misma que la pieza bajo ensayo.

De acuerdo a las especificaciones dadas, el patrón diseñado y construido para calibrar el equipo de ultrasonido consta de un bloque estándar en forma de escalerilla de 5 pasos en material ASTM A53 Grado B, material que se utiliza en el hospital del IESS.

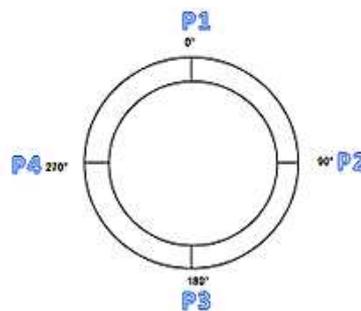
3.6 Determinación de espesores mediante inspección por ultrasonido

La medición de espesores mediante el método de ultrasonido pulso-eco, se realiza para determinar la condición interna y el espesor sobrante de los componentes, con el fin de determinar las tasas de corrosión existentes y la vida útil remanente.

3.6.1 *Determinación de puntos críticos de inspección.* Los puntos críticos se determinaran en áreas específicas a lo largo del sistema de tuberías dónde se realizarán las inspecciones. La determinación de los puntos de medición de espesores variará de acuerdo a la ubicación del sistema de tuberías y el estado actual de la superficie.

3.6.2 *Puntos de referencia de inspección.* Para la medición de espesores en la tubería de vapor, se tomarán 4 puntos de referencia formando un anillo alrededor del diámetro exterior del tubo a cada 90 grados (ver Figura 19), estos puntos de referencia se aplicará a todos los puntos críticos previamente determinados.

Figura 19. Puntos de referencia



Fuente: Autores

3.6.3 *Selección de puntos de fácil acceso de inspección.* La selección del número de puntos a inspeccionar va a depender del estado actual de la superficie y de la accesibilidad que se tenga a los distintos componentes a inspeccionar.

Para el caso de la tubería de vapor se tiene acceso directo a la mayoría de puntos determinados en la superficie exterior a inspeccionar, es importante mencionar que éstas mediciones se realizarán con la tubería en caliente debido a que el flujo de vapor es constante en los 365 días, puesto que la institución es un hospital por lo que no puede dejar de funcionar.

3.6.4 *Marcado y ubicación de los puntos críticos.* Para la determinación y ubicación de puntos críticos, se realizaron inspecciones visuales y se hizo un seguimiento cuidadoso a las líneas principales. De este modo, aplicando varios criterios tanto de análisis de falla, como normatividad y experiencia del personal técnico de la institución, se procedió a definir los puntos críticos con base a antecedentes e investigaciones realizadas a la tubería en cuestión.

Luego de las verificaciones en campo, se establece que aparte de la corrosión interna la tubería está sometida a esfuerzos residuales, erosión y cavitación, factores que sumados incrementan el desgaste o pérdida del espesor de la pared de los tubos, quedando expuestas a posibles fallas. Teniendo en cuenta las diferentes fallas que se presentan en el interior de las tuberías, se citan varios criterios para definir los puntos críticos.

El primer criterio es, durante el proceso en el que se dobla una tubería, genera zonas con deformación plástica, que se ven sometidas a cambios en la micro estructuras del material por los movimientos en los planos cristalográficos incrementando las dislocaciones, de éste mismo modo, si se modifica la distancia interatómica del material, se estará cambiando su potencial electroquímico, logrando que el material se vuelva menos resistente, al ser atacado por partículas corrosivas como el oxígeno.

Otro criterio importante es que cuando el fluido o gas en este caso vapor saturado es sometido a cambios de sección, éste experimenta un comportamiento convergente o divergente, según sea su dirección hacia la superficie interna del tubo, generando desgaste del mismo. Esto es muy importante cuando se analiza desgaste por cavitación, ya que es una de las condiciones requeridas para que se produzca este fenómeno.

También es importante tener en cuenta que los cambios de sección producen modificaciones en la velocidad del flujo de vapor, lo que genera un paso de flujo

laminar a turbulento, y como consecuencia se aumenta la velocidad de impacto de las partículas aumentando la erosión.

De acuerdo a los criterios analizados, se determinan 3 sitios en general para la ubicación de puntos críticos: codos, cambios de sección y puntos medios en tuberías con tramos muy largos. Éste último criterio va sujeto al tipo de ambiente al que se encuentre expuesta la tubería. Si es un ambiente altamente corrosivo, como el de los alrededores de los calderos, se debe determinar más de un punto para medición de espesores, pero si el ambiente no es tan corrosivo, se determina al menos 1 punto de medición.

3.6.5 *Determinación de puntos críticos de inspección en la caldera.* Los puntos críticos se determinaron en partes específicas del cuerpo de la caldera dónde se realizaron las inspecciones. La selección de puntos de monitoreo tiene en cuenta el potencial de corrosión localizada y condición de operación de la caldera.

La determinación de puntos críticos se realizó con la ayuda de un ingeniero mecánico de confiabilidad, el cual es una persona contratada por el hospital para efectuar el mantenimiento de la caldera.

Se determinaron como puntos críticos los tubos de fuego, debido a que presentan alta presión y temperatura, además acumulación de hollín producto de los gases de combustión, lo que genera erosión debido a la abrasión y oxidación de las paredes, dando como resultado la pérdida de espesor, lo que provoca daños que finalizan con un cambio prematuro de los mismos.

Otras partes críticas de la caldera que se determinaron son las paredes del hogar y de los espejos, debido a la corrosión generada en el lado de agua y de la que se da producto de los gases de combustión en el lado de fuego, que conlleva al desprendimiento de metal y provocar fisuras pasantes hasta terminar con su ruptura.

3.7 Preparación de la superficie

Las condiciones de las superficies a inspeccionar se encontraron en gran parte cubiertas de polvo y algunos casos de incrustaciones, pinturas y óxidos; para su limpieza se

aplicaron algunos métodos manuales, tratando de esta manera de asegurar un buen contacto entre el transductor y las superficies a inspeccionar.

3.7.1 *Aplicación del método de limpieza de superficie.* Como las superficies de inspección para la medición de espesores deben cumplir con los requerimientos exigidos de condiciones de superficie como son: libre de óxidos, incrustaciones, suciedad y pintura, en éste caso la limpieza de la superficie se la realizó de forma manual con la ayuda de un paño de limpieza debido a que la tubería está cubierta por una capa de aislamiento térmico el cual previamente tuvo que ser retirado, encontrando en su interior la presencia de polvo que fue limpiado con el mencionado material a fin de que las propiedades físicas de la tubería no sean alteradas para su medición.

Figura 20. Limpieza de la superficie



Fuente: Autores

3.7.2 *Limpieza de óxido y otros elementos extraños.* En todas las zonas a efectuarse las lecturas de espesores con ultrasonido fueron puestas libres de suciedad, cascarilla, óxido y otros materiales extraños de la superficie, éste proceso se realizó en la superficie expuesta a la interperie con el empleo de lijas y luego con ayuda de un paño de limpieza para retirar los residuos de material, esto antes de aplicar el acoplante para que el palpador tenga un buen contacto sin ningún tipo de interferencia que afecta la transmisión del sonido al material, o que cause errores en la recopilación de los valores de espesores medidos.

3.8 **Aplicación del equipo de ultrasonido**

Teniendo presente el tipo de inspección que se quiere realizar, aplicáremos para la recolección de datos el equipo 45MG que es un medidor de espesores, el cual debe ser calibrado de acuerdo al manual del equipo y requerimientos de la norma ASTM E-797.

3.8.1 *Descripción del equipo de ultrasonido.* El equipo seleccionado para la medición de espesores es el 45MG de Olympus, el cual es un medidor de espesores por ultrasonido portátil diseñado para una amplia variedad de aplicaciones en mediciones de espesor. Con éste equipo, solo se necesita acceder desde un lado de la pieza para obtener mediciones no destructivas de espesor en materiales corroídos, granulares, picados, con costras y otros materiales complejos.

El equipo muestra simultáneamente la lectura del espesor y la imagen B-Scan, (imagen de corte transversal) para realizar la verificación de la señal de la onda ultrasónica. El microprocesador del equipo ajusta continuamente la configuración del receptor para optimizar la fiabilidad, el rango, la sensibilidad y la precisión de las medidas. El registrador de datos avanzado interno (opcional) puede conservar hasta 475000 lecturas de mediciones de espesor y 20000 señales de ondas ultrasónicas.

Figura 21. Equipo de ultrasonido 45MG



Fuente: Olympus

3.8.2 *Palpador medidor de espesores.* El palpador medidor de espesores es un palpador dual, Panametrics D790-SM, cuya frecuencia es de 5 MHz y pertenece a la

serie D79X estándares de Olympus (ver Tabla 5), el cual está constituido por dos cristales aislados acústica y eléctricamente, de forma que uno de ellos actúa como emisor y el otro como receptor de las ondas ultrasónicas que se propagan a través del material, resolviendo el problema de la zona muerta que presentan los transductores de un solo cristal (ver Figura 22). De ésta forma es posible utilizar para la detección de fallas y medir el espesor de los materiales que se encuentran corroídos internamente.

Figura 22. Palpador de doble cristal



Fuente: Olympus

Tabla 5. Características técnicas del palpador de doble cristal

Marca	Unidad	Olympus, Panametrics NTD
Número de parte		D790-SM
Frecuencia	MHz	5.0
Diámetro de la cara de contacto	Mm	11
Rango de espesores	Mm	1 hasta 508
Rango de temperatura	°C	-20 hasta 500

Fuente: 45MG manual del usuario

3.8.2.1 Configuración del palpador dual D790-SM. Para configurar el palpador se debe efectuar los siguientes pasos:

- Conectar el palpador al conector del equipo, ubicado en la parte superior.
- Pulsar la tecla de encendido para activar el equipo.

Para palpadores duales D79X estándares, el Do—aparece en la pantalla de medición.

- Para usar el palpador dual D790-SM, se efectúa la calibración de la compensación cero del palpador. Para esto se debe:
- Limpiar los restos de acoplante de la punta del palpador.
- Pulsar las teclas 2nd F, CAL ZERO.

- Finalmente los parámetros quedan configurados para realizar las mediciones específicas y muestra la pantalla de medición.

3.8.3 *Calibración del equipo.* El proceso de calibración del equipo 45MG, se realiza de acuerdo a los requerimientos de la norma ASTM E-797, la cual hace mención, que para la calibración del equipo de ultrasonido utilizando el método pulso-eco, se use por lo menos dos bloques de referencia. Uno debe tener un espesor máximo, igual o mayor del rango a ser medido y el otro bloque cerca del espesor mínimo, con las mismas características del material.

Por conveniencia, es deseable que los espesores deban ser números redondos, para que la diferencia del valor entre ellos también sean números redondos convenientemente. Para la calibración del equipo se utilizó dos bloques patrones, uno de 2 mm como espesor mínimo y otro de 6mm como espesor máximo, los cuales sirven de parámetros de referencia para las mediciones de la tubería.

Las medidas de las piezas patrón, son tomadas mediante un método alternativo de medida, a través de un calibrador pie de rey.

El siguiente procedimiento es ilustrado con un palpador dual y el bloque de calibración medido anteriormente, luego se procede a efectuar las siguientes calibraciones:

3.8.3.1 *Calibración de la compensación del cero del palpador (Do ZERO).* El procedimiento de calibración de la compensación del cero del palpador se efectúa cuando se enciende el equipo, cuando se reemplaza un palpador o cuando la temperatura del palpador varía significativamente.

Para efectuar la compensación del cero del palpador se debe limpiar los restos de acoplante de la punta del palpador, luego pulsar las teclas [2nd], [CAL ZERO] ([Do ZERO]) cuando el indicador del cero «Do--» aparece en la pantalla.

Figura 23. Pantalla de inicio para la configuración del palpador



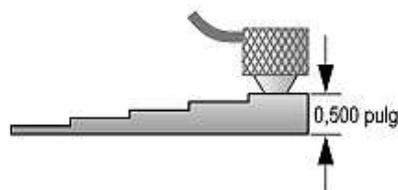
Fuente: 45MG manual del usuario

La frecuencia con la cual el procedimiento de compensación del cero del palpador debe efectuarse depende de la regularidad con que la temperatura interna del palpador dual cambia. Ésta última está relacionada a la temperatura de la superficie del material, la frecuencia de uso del palpador, el tiempo de contacto entre el palpador, el material y la precisión necesaria.

3.8.3.2 *Calibración de la velocidad de propagación acústica en el material.* Para efectuar la calibración de la velocidad de propagación acústica en el material con o sin la opción software B-scan se debe:

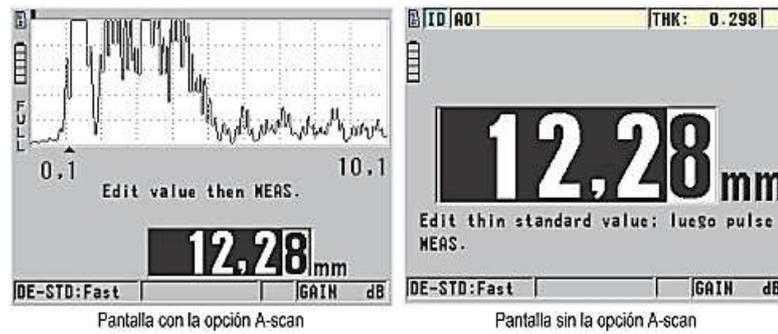
- Verter una gota de glicerina en la parte gruesa del bloque de calibración.
- Colocar el palpador en la parte gruesa de 6mm del bloque de calibración, ejerciendo una presión moderada y firme. El B-scan y la lectura del espesor aparecen en la pantalla.
- Pulsar la tecla [CAL VEL].
- Cuando la lectura del espesor está estable, pulsar la tecla [ENTER].
- Modificar el valor del espesor de 6 mm, con las teclas de dirección para que corresponda al espesor grueso conocido del bloque de calibración.

Figura 24. Calibración de la velocidad de propagación acústica del material



Fuente: Olympus, manual del usuario

Figura 25. Pantalla de medición del rango mayor

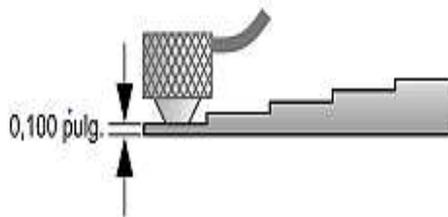


Fuente: Olympus, manual del usuario

3.8.3.3 Calibración del cero (CAL ZERO). Para efectuar la calibración del cero, con o sin la opción B-scan se debe:

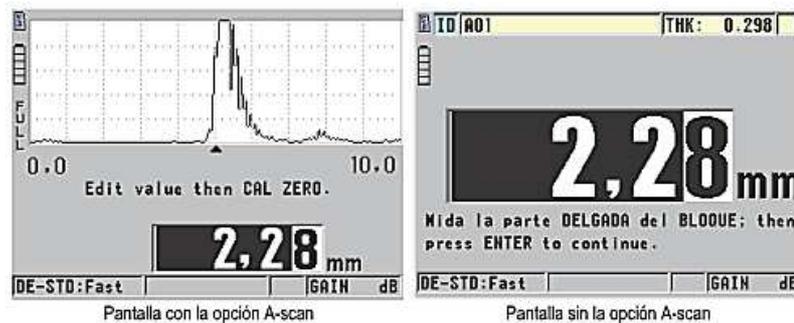
- Verter una gota de glicerina en el espesor delgado del bloque de calibración.
- Colocar el palpador en el espesor delgado de 2 mm del bloque de calibración y, a continuación, pulsar la tecla [CAL ZERO] (ver Figura 26).
- Cuando la lectura del espesor éste estable, pulsar la tecla [ENTER].
- Modificar el valor del espesor con las teclas de dirección para que corresponda al espesor delgado de 2 mm conocido del bloque de calibración (ver Figura 27).

Figura 26. Calibración del cero



Fuente: Olympus, manual del usuario

Figura 27. Pantalla de medición del rango menor



Fuente: Olympus, manual del usuario

- Pulsar la tecla [MEAS] para finalizar la calibración y regresar a la pantalla de medición del equipo.

La calibración del cero no se debe efectuar cuando la temperatura del palpador varía, en esta situación, efectuar más bien, la compensación del cero del palpador dual.

3.8.4 *Calibración de la información obtenida.* Con el fin de que la información que se obtiene mediante el ensayo ultrasónico sea comparable con los valores de espesores nominales de las tuberías previamente medidos, a la hora de realizar la inspección es necesario calibrar y fijar las condiciones de funcionamiento y sensibilidad del sistema de ensayo que se emplea, tal como se procede en el apartado anterior.

El sistema de ensayo ultrasónico empleado está compuesto por el equipo 45MG, palpador dual, cable coaxial, patrones de referencia conocidos y acoplante, cuyo comportamiento deben ser calibrados y evaluados de acuerdo a la información obtenida y el tipo de ensayo a realizar.

3.8.5 *Verificación.* Con el fin de verificar que el sistema ultrasónico compuesto por el palpador dual, cable coaxial, acoplante y el equipo 45MG funciona correctamente, se procede a verificar la calibración del sistema ultrasónico en los bloques de referencia apropiados, siguiendo ésta secuencia:

- Al inicio de cada inspección.
- Cada 30 minutos durante la examinación.
- Cuando se encuentre un bajo espesor de pared.
- Cada vez que se cambie de palpador o cable.
- Cuando se cambie la fuente de alimentación (baterías).
- Cuando se cambie de operador.
- Cada vez que se cambie de diámetro y peso de la tubería a inspeccionar.
- Cuando se sospeche de un mal funcionamiento del sistema de inspección.
- Al final de cada inspección.

3.9 Adición del elemento acoplante en los puntos de medición

El acoplante se utiliza para permitir el paso de las ondas del transductor al material, ya que las ondas ultrasónicas no se transmiten en el aire.

3.9.1 Acoplante. El acoplante que es utilizado para el proceso de medición de espesores por ultrasonido es una grasa, la selección de esta dependió de la temperatura a la que las tuberías están trabajando producto de la circulación del vapor por su interior, y la grasa por su viscosidad no se evapora rápidamente lo que si ocurre con otros acoplantes como la glicerina.

Figura 28. Tarro de grasa común



Fuente: Autores

3.10 Medición de espesores en los puntos críticos seleccionados

La medición del espesor en todos los puntos críticos, debe iniciarse una vez que el palpador esté conectado y el equipo calibrado. Para medir el espesor se debe seguir los siguientes pasos:

- Retirar el aislamiento térmico en los puntos críticos determinados.
- Limpiar el área del punto de inspección.
- Aplicar el acoplante en el área del punto de inspección. Éste acoplante será el mismo que se usó en la calibración del equipo y no debe dañar a la superficie del material del tubo.

- Colocar el palpador en la superficie de la tubería, ejerciendo una presión moderada o firme y mantenerlo perpendicular a la superficie de contacto en ese punto, para tener una lectura más exacta.
- Recorrer el cuerpo del tubo midiendo el espesor de pared, con una velocidad de desplazamiento del palpador no superior a 150 mm/s.
- Registrar la lectura obtenida después que esta se ha estabilizado en la pantalla digital. Una lectura estable es una que mantiene el mismo valor en por lo menos tres segundos (ver Figura 29).

Figura 29. Visualización de los valores de espesores



Fuente: Autores

3.11 Toma de datos

La toma de datos o mediciones con el equipo, deben coincidir con las coordenadas del plano, puntos de referencia y la tabulación de datos.

Las lecturas son tomadas sobre los puntos de referencia marcados en la tubería de vapor y en dirección en la que circula el flujo de vapor.

Figura 30. Toma de lecturas



Fuente: Autores

A continuación, se muestra el lugar en dónde fueron tomados las lecturas de las tuberías y el número de los puntos inspeccionados en cada una de ellas (ver Tabla 6).

Tabla 6. Número de puntos de inspección en las tuberías

Localización	# de puntos de inspección
Tubería de vapor e interior de la cocina	56
Tubería de vapor e interior de la lavandería	72
Tubería de vapor de las lavachatas	27
Tubería de vapor e interior de esterilización	63
Tubería de agua caliente	34
Tubería de vapor al tanque de agua caliente	49
Tubería de retorno de condensado	49

Fuente: Autores

3.12 Registro de datos

Las lecturas tomadas fueron almacenadas en una carpeta previamente creada en la memoria del equipo, ésta carpeta es de tipo incremental en la cual describe el lugar, la persona que realizó las mediciones, los valores de espesor y las unidades de medida.

Figura 31. Menú de creación de archivos en el 45MG



Fuente: Olympus

3.13 Verificación de los datos almacenados

Se debe rechequear las lecturas del espesor de la pared del tubo, con el propósito de confirmar o verificar algún defecto y/o disminución de pared, ésta verificación de lecturas se realiza tanto en los bloques de calibración como en los puntos dónde las lecturas sean dudosas o estén fuera del rango de la lectura esperada. En caso de que las lecturas sean menores que las medidas del bloque de calibración y de las paredes de la tubería, inmediatamente se debe volver a realizar la toma de datos.

3.14 Limpieza de la superficie

La limpieza se realiza una vez efectuada la toma de datos, retirando los restos del acoplante sobrante de los puntos en dónde se realizó la inspección mediante una espátula, luego se limpió el área con la ayuda de un paño de limpieza, culminando por último con la reposición del aislante térmico.

3.15 Transferencia de datos

La transferencia de los datos almacenados en el equipo a una Pc, se realizó con la ayuda del programa Gageview previamente instalado en la misma computadora, por medio del cable de datos incorporado con el equipo, para continuar con la tabulación y realizar el respectivo análisis e interpretación de los valores obtenidos en los puntos críticos.

3.15.1 Software Gageview. Gageview es el software de Olympus que está diseñado para la comunicación con el equipo 45MG. Es capaz de crear bases de datos de inspección, cargar y descargar archivos de datos y generar informes.

Este software es compatible con sistemas operativos de Windows 2000, XP, Vista y 7.

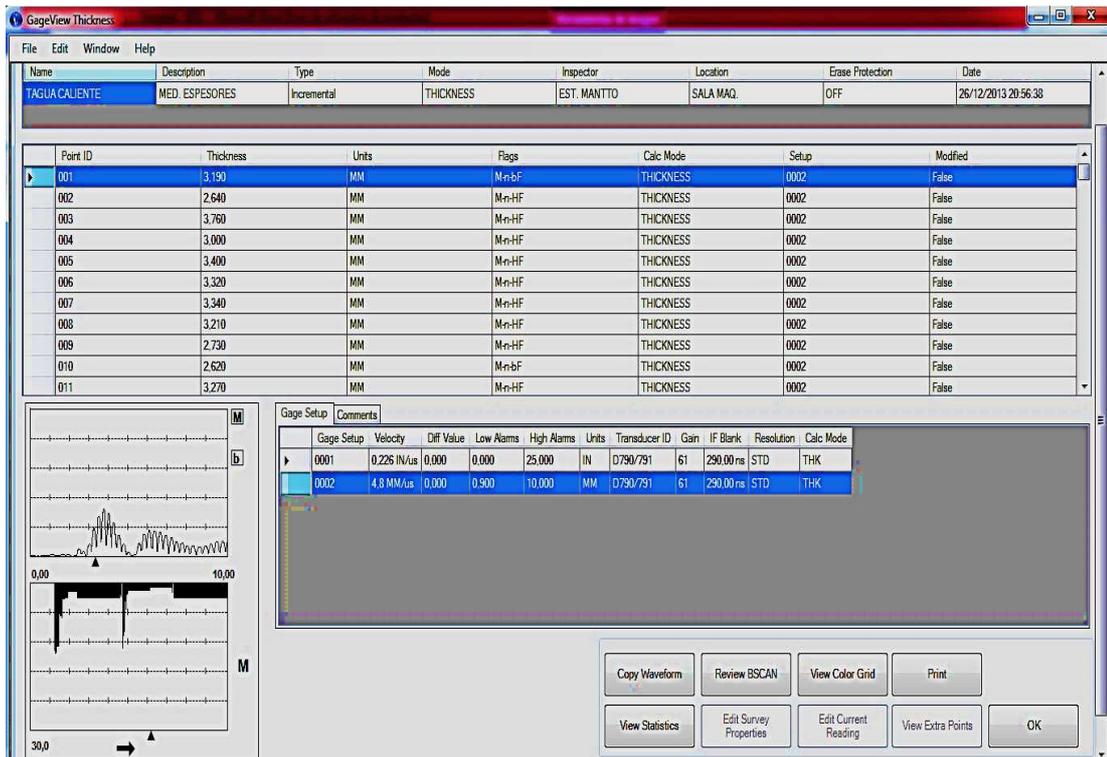
Figura 32. Presentación del software Gageview



Fuente: Autores

Con el uso del software podemos establecer la comunicación con el equipo, permitiendo transportar y administrar los datos almacenados en el mismo, con la finalidad de analizarlos y luego evaluarlos los puntos inspeccionados (ver Figura 33), elaborando así un informe completo a partir de los registros generados y obtenidos por el equipo.

Figura 33. Presentación de los valores medidos en el software



Fuente: Autores

3.16 Tabulación de los valores registrados

Los datos de espesores tomados ahora deben ser tabulados para luego ser contrastados con los siguientes datos:

- Espesores obtenidos en otras inspecciones.
- Espesores nominales de construcción.
- Espesores mínimos requeridos por la norma de construcción correspondiente.

Con los datos antes indicados, se realiza su respectiva evaluación con el fin de calcular la velocidad de corrosión, estimar la vida útil y emitir las respectivas acciones pertinentes a tomar.

3.17 Informe

El modelo del informe se realiza de acuerdo a los requerimientos de la norma ASTM E-797, el mismo que será entregado al departamento de mantenimiento del hospital del

IESS en la ciudad de Riobamba junto con las respectivas evaluaciones, propuestas y recomendaciones. El modelo del informe realizado se encuentra en el anexo I.

3.18 Métodos de evaluación

Las pruebas no destructivas son diseñadas y especificadas para validar aplicaciones individuales, esto significa que son específicas para resolver un problema. Para ello, cada prueba no destructiva debe basarse en el total entendimiento de la naturaleza y función de la pieza que está siendo inspeccionada y las condiciones de su servicio.

El técnico calificado en cualquier método de pruebas no destructivas debe estar familiarizado con el manejo e interpretación de documentos aplicables al método en el que está calificado y a los productos que debe inspeccionar. La inspección de un componente puede estar cubierta por múltiples documentos como códigos normas, especificaciones y procedimientos.

Existe un gran número de organizaciones responsables de la edición y revisión de estos documentos, por mencionar algunos: ASME (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos), AWS (Sociedad Americana de Soldadura), API (Instituto Americano del Petróleo), ASTM (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales), etc.

3.18.1 *Códigos, normas y especificaciones.* La forma en la cual se encuentran establecidos los requisitos varía de documento a documento. A continuación se describe en forma rápida el contenido que lleva cada uno de estos documentos, de acuerdo a un texto de Juran, Gryna y Bingham (1993).

3.18.2 *Código.* Es una colección de estándares y especificaciones relacionadas entre ellas, documentos que define los requisitos técnicos de prueba, materiales, procesos de fabricación, inspección y servicio con los que debe cumplir una línea en particular de partes, componentes o equipos.

3.18.3 *Normas o estándares.* Es una especificación publicada, método de prueba, clasificación o práctica que ha sido preparada por un cuerpo editor, con el fin de

satisfacer las necesidades de un contrato, un estándar o parte de uno, para que pueda funcionar como una especificación.

Son documentos que establecen y definen reglas para adquirir, comprar, dimensionar o juzgar un servicio, material, parte, componente o producto.

3.18.4 Especificación. Es un documento que establece, con cierto detalle, el juego de requisitos asociados con un método. La fuente de una especificación es normalmente el comprador del producto o servicio.

Describen, definen y establecen:

- De forma detallada un servicio, material o producto.
- Propiedades físicas o químicas de un material.
- La forma de realizar pruebas, inspecciones, y tolerancias aplicables para la aceptación o rechazo.
- Como realizar la comprar de un servicio o material.

CAPÍTULO IV

4. APLICACIÓN DE LA NORMAS DE EVALUACIÓN PARA LOS ESPEORES MEDIDOS

4.1 Introducción

El proceso de construcción de cualquier tipo de tubería o componente de un equipo se rige conforme a lo dispuesto en las normas correspondientes de fabricación, en éstas además se establecen una serie de requerimientos para satisfacer las actividades de mantenimiento y pruebas pertinentes que deben cumplir las instalaciones para verificar su óptimo funcionamiento. Dichas normas de construcción y más específicamente las usadas para mantenimiento, trabajos de inspección y reparación, recomiendan el uso del ultrasonido para determinar la pérdida de espesor, controlar y monitorear el avance de la corrosión que existe en las tuberías o componentes de un equipo que están en servicio.

4.2 Aplicación de la norma API 570

La norma API 570 cubre los procedimientos de inspección, reparación, alteración, revaloración de sistemas de tubería metálica que están en servicio. Si bien ésta norma fue desarrollada para refinerías de petróleo e industrias de procesos químicos; también puede ser usada cuando sea práctico para cualquier sistema de tuberías.

Ésta norma no debe ser usada para sustituir los requerimientos gubernamentales originales de construcción de ningún sistema de tuberías, antes de que se pongan en servicio, tampoco debe ser usado en conflicto con algún requerimiento regulatorio que prevalezca sobre ella.

Se debe tomar en cuenta que API 570 no es aplicable para fluidos de servicios y sistemas de tuberías que estén por debajo de los límites definidos por regulaciones jurisdiccionales, pero pueden ser incluidos opcionalmente por los propietarios o usuarios (API 570, 2006).

4.3 Determinación del espesor mediante medición de espesores

La medición de espesores, sirve para determinar el espesor real de la tubería en servicio, la misma que es fundamental al momento de realizar los cálculos correspondientes para determinar si dicho material, aún cumple con las condiciones necesarias para su normal funcionamiento, tal como, soportar la presión con la que trabaja.

Para el cálculo de los parámetros de evaluación, se debe seleccionar los valores más bajos o relevantes obtenidos de la inspección, tomando como criterio que los sitios dónde se obtuvieron dichos valores son los lugares dónde se va a llegar a calcular la menor vida útil de la tubería.

Con los espesores tomados, mediante la inspección por ultrasonido de los diferentes tramos que forman la tubería, ahora deben ser contrastados y evaluados con los espesores mínimos requeridos por la norma de diseño a la cual se rigen.

El cálculo de espesores en líneas de vapor, está relacionado con una norma en particular, la cual es ASME B31.4, como se indica a continuación.

4.3.1 *Cálculo de espesores mínimos requeridos.* Para el cálculo del espesor mínimo requerido en tuberías que transportan vapor, se lo realiza según lo establecido en el ítem 404.1 de la norma ASME B31.4, partiendo de la fórmula siguiente:

$$t_n = t + A \quad (4)$$

Dónde:

t_n = Espesor nominal de pared, el cual debe satisfacer los requerimientos de presión y tolerancia, en mm (in).

A = Suma de tolerancias con el fin de aceptar roscados y desbastes que pudieran requerirse durante el diseño.

t = Espesor de pared para la presión de diseño, en mm (in). Se calcula a partir de la ecuación de diseño, fórmula 5.

$$t = \frac{P_i \times D}{2S} \quad (5)$$

Dónde:

P_i = Presión interna de diseño medida, en Psi.

D = Diámetro exterior de la tubería, en mm (in).

S = Esfuerzo permisible, en Psi. El esfuerzo permisible aplicable se encuentra tabulado en la tabla 402.3.1 (a) del ASME B31.4, y se puede calcular a partir de la fórmula 6.

$$S = 0.72 \times E \times S_{ymin} \quad (6)$$

Dónde:

0.72= Factor de diseño basado en el espesor nominal de la pared, éste valor, es de suma importancia para el cálculo, es un factor que considera una tolerancia sobre el espesor de la tubería debido a algún tipo de imperfección que existiera en la misma.

E = Factor de junta soldada (1), éste valor se encuentra tabulado en la tabla 402.4.3 del código ASME B31.4.

4.4 Determinación del espesor de retiro según API 530

La Norma API 530 “Calculations of Heater Tube Thickness in Petroleum Refineries”, especifica los requisitos y recomendaciones para los procedimientos y criterios de diseño utilizados para calcular el espesor requerido de la pared de los tubos. Estos procedimientos son adecuados para el diseño de los tubos para el servicio tanto en aplicaciones corrosivas y no corrosivas, sin embargo presenta las restricciones que se muestran a continuación:

- Los esfuerzos permisibles están basados en el límite elástico (Yield Strength) y el límite de ruptura (Rupture Strength), la deformación plástica o fluencia (Creep) no se considera.
- No incluye consideraciones para servicio en ambientes agresivos tales como grafitización, carbonización o ataque por hidrógeno.

- Cuando se aplican los procedimientos a tuberías que tienen una soldadura longitudinal, los valores de esfuerzo permisible deben ser multiplicados por el factor de eficiencia con junta apropiado.
- No posee ningún campo de aplicación si el tipo de degradación de las tuberías es localizada o se observa la presencia de picaduras.

Esta norma fundamenta sus bases de cálculo tomando en cuenta dos regímenes de esfuerzos, el régimen de diseño por esfuerzos elásticos y el régimen de diseño de ruptura. Diseño elástico es el diseño en el rango elástico, a temperaturas más bajas, en los que los esfuerzos admisibles se basan en el límite elástico. Diseño de ruptura es el diseño para el rango de fluencia a la rotura, a temperaturas más altas, en los que los esfuerzos admisibles se basan en la resistencia a la rotura.

Las consideraciones que rigen el rango de diseño también influyen la presión de diseño elástico, la presión de ruptura, tiempo de vida por diseño y tolerancia por corrosión.

La presión de diseño por ruptura suele ser menor que la presión de diseño elástico. La característica que diferencia a éstas dos presiones es la longitud relativa de tiempo durante el que se sustentan. La presión de diseño de ruptura es una condición de carga a largo plazo que se mantiene relativamente uniforme a lo largo de un periodo de años. La presión de diseño elástico es habitualmente una condición de carga a corto plazo que generalmente dura solo unas horas.

Tanto en el rango elástico como en el rango de fluencia a la rotura, la ecuación de diseño se basa en la ecuación del diámetro medio del tubo, para calcular el mínimo espesor permitido para un esfuerzo máximo de diseño. En el rango elástico, se consideran la presión de diseño elástico (P_{el}) y la tensión elástica admisible (σ_{el}). En el rango de fluencia a la rotura, se consideran el diseño de presión de ruptura (P_{el}) y la tensión de ruptura permisible (σ_r) (API 530, 1996).

4.4.1 *Cálculo del espesor de retiro.* Para el cálculo del espesor mínimo de retiro se utiliza las fórmulas de la norma API 530, la cual considera dos regímenes de esfuerzos para sus bases de cálculo, las cuales son:

Régimen de diseño por esfuerzos elásticos, en dónde el esfuerzo permisible está basado en el límite elástico del material (Yield Strength) y régimen de diseño por presión de ruptura o Creep, ocurre solo a altas temperaturas en las cuales el esfuerzo permisible está basado en el esfuerzo de rotura de los materiales a una temperatura dada.

Es importante señalar que se realizará el cálculo de dos espesores de retiro, uno en función de los esfuerzos elásticos permitidos (bajas temperaturas) tal y como se muestra en las dos ecuaciones siguientes.

4.4.1.1 Régimen de diseño por esfuerzos elásticos (bajas temperaturas). El diseño elástico se basa en la prevención de una falla del componente por explosión, cuando la presión está en su máximo (es decir, cuando el equipo ha alcanzado el esfuerzo elástico permisible σ_{el}) cerca del final de la vida de diseño después de que la tolerancia de corrosión (Corrosion Allowance) se ha terminado, en otras palabras el cálculo no toma en consideración la tolerancia por corrosión.

$$\delta\sigma_{el} = \frac{p_{el} * D_0}{2\sigma_{el} + p_{el}} \quad (7)$$

Dónde:

$\delta\sigma_{el}$ = Espesor mínimo requerido, en mm (in).

p_{el} = Presión de diseño elástico, en Psi.

D_0 = Diámetro externo del tubo, en mm (in).

σ_{el} = Esfuerzo elástico permisible a la temperatura que es diseño la tubería, en MPa (API 530, 1996).

4.4.1.2 Régimen de diseño por ruptura (altas temperaturas). El régimen de diseño por ruptura se basa en prevenir la falla de las tuberías por fluencia lenta (creep) o por ruptura durante la vida de diseño, el espesor mínimo se calcula con la siguiente fórmula:

$$\delta\sigma_r = \frac{p_r * D_0}{2\sigma_r + p_r} \quad (8)$$

Dónde:

$\delta\sigma_r$ = Espesor mínimo requerido, en mm (in).

p_r = Presión de diseño por ruptura, en Psi.

D_0 = Diámetro externo del tubo, en mm (in).

σ_r = Esfuerzo de ruptura permisible a la temperatura de diseño, en MPa (API 530, 1996)

4.5 Determinación de la velocidad de corrosión y vida remanente de la tubería

Le velocidad de corrosión es un parámetro que muestra el avance de la corrosión en un período de tiempo determinado, además permite tener una relación del espesor actual con los espesores tomados en anteriores inspecciones, datos que no existen puesto que es la primera vez que se realiza éste tipo de mediciones por lo cual se compara con el espesor real de una tubería nueva. Mientras que la vida remanente indica el tiempo que puede seguir operando las tuberías en condiciones normales, hasta que aparezca la falla.

4.5.1 Cálculo de la velocidad de corrosión. La norma API 570 establece dos velocidades de corrosión, la primera a largo plazo y otra a corto plazo, ya que éstas se deben comparar para ver cuál velocidad de corrosión ofrece un menor tiempo de vida útil restante, como parte de la evaluación de datos. El inspector autorizado, deberá seleccionar la velocidad de corrosión que mejor refleja el proceso actual.

La velocidad de corrosión a largo plazo (LT) de los circuitos de tuberías se calculará a partir de la siguiente fórmula:

$$Vc(LT) = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{\text{tiempo (años) entre } t_{inicial} \text{ y } t_{actual}} \quad (9)$$

Mientras que la velocidad de corrosión a corto plazo (ST) de los sistemas de tuberías se calculará a partir de la siguiente fórmula:

$$Vc(ST) = \frac{t_{previo} - t_{actual}}{\text{tiempo (años) entre } t_{previo} \text{ y } t_{actual}} \quad (10)$$

Dónde:

Vc = Velocidad de corrosión, en mm/año.

$t_{inicial}$ = Es el espesor, en mm (in), en la misma ubicación que t_{actual} medido en la instalación inicial o en el comienzo de un entorno corrosivo.

t_{actual} = Es el espesor real, en mm (in), medido en el momento de la inspección.

t_{previo} = Es el espesor, en mm (in), en la misma ubicación que t_{actual} medida durante una o varias inspecciones anteriores.

4.5.2 Cálculo de tiempo de vida remanente. La vida útil estimada o remanente muestra la relación del espesor mínimo requerido y el espesor actual medido, según el código de construcción y la velocidad de corrosión presente.

El tiempo de vida remanente será determinado mediante la siguiente ecuación:

$$T_{VR} = \frac{t_{actual} - t_{req}}{Vc \left(\frac{mm}{años} \right) \text{entre } t_{actual} \text{ y } t_{req}} \quad (11)$$

Dónde:

T_{VR} = Tiempo de la vida remanente de la tubería, en años.

t_{req} = Espesor requerido, en mm (in), calculado por la fórmula 5 (API 570, 2006).

4.6 Frecuencias de inspección

La norma API 570 estipula que la frecuencia de las inspecciones en circuitos de tuberías depende de las formas de degradación que pueda afectar a la tubería y sea consecuencia de falla de la misma. Para ello considera 3 clasificaciones de servicios muy generales de tuberías según ciertos parámetros de funcionamiento. Estas clasificaciones se basan sobre los efectos potenciales de seguridad y medio ambiente si ocurriera una fuga.

4.6.1 Clase 1. Se consideran servicios de ésta clase aquellos que tengan un potencial más alto y puedan resultar en una emergencia inmediata si ocurre una fuga. Las tuberías clase 1 incluyen, pero no necesariamente se limitan a aquellas que contienen:

- Servicios inflamables que pueden auto refrigerarse y llevar a una fractura frágil.

- Servicios presurizados que se pueden evaporar rápidamente durante la liberación de vapores que pueden acumularse y formar explosivos tales como caudales de C2, C3 y C4.
- Tuberías de sulfuro de hidrógeno, de ácido fluorhídrico y/o tuberías de agua que estén ubicadas por encima de vías principales.

4.6.2 *Clase 2.* Los servicios que no están incluidos en otras clases están incluidos en la clase 2. Esta clasificación incluye la mayoría de las tuberías de proceso y tuberías de sitio seleccionadas. Ejemplos típicos incluyen tuberías que contienen:

- Hidrocarburos que pueden evaporarse lentamente durante su liberación, como aquellos que operan por debajo del punto de inflamación.
- Hidrógeno, gas combustible y gas natural,
- Ácidos fuertes y cáusticos.

4.6.3 *Clase 3.* En ésta clase se encuentran los servicios que son inflamables pero que no se vaporizan significativamente cuando tienen fugas y no están ubicados en áreas de mucha actividad. También son incluidos en la clase 3 los servicios que son potencialmente perjudiciales para el tejido humano pero que se encuentran localizadas en áreas distantes. Ejemplos de servicio de estas tuberías son:

- Hidrocarburos que se no evaporan significativamente durante su liberación, como aquellos que operan por debajo del punto de inflamación.
- Destilados y líneas de producto hacia y desde almacenamiento y carga.
- Ácidos cáusticos lejos del sitio.

4.6.4 *Intervalos de inspección.* Para determinar la frecuencia de inspección la norma API 570 tiene en cuenta además de la clasificación anterior los juicios del inspector o de los especialistas de tuberías y de corrosión basados en las condiciones de operación, historial de inspecciones anteriores y resultados de inspecciones actuales. Los intervalos máximos de inspección establecidos para las tres categorías, al igual que para los puntos críticos e interfaces suelo aire se encuentran establecidas y clasificadas de acuerdo con la norma API 570 (ver Tabla 7).

Tabla 7. Frecuencias de inspección

Tipo de tubería	Medición de espesor (años)	Inspección visual (años)
Clase I	5 años	5 años
Clase II	10 años	5 años
Clase III	10 años	10 años
Puntos críticos	3 años	Por clase
Interface suelo-aire	-----	Por clase

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/15778082/API-570Codigo-de-Inspeccion-de-Tuberiaagosto-2003OKpdf>

El propietario, el usuario o el inspector deben examinar y ajustar el intervalo de inspección según sea necesario después de cada inspección o cambio significativo en las condiciones de funcionamiento. Las mediciones de espesores deben ser programadas con base en cálculos no mayores a la ½ de la vida restante determinada a partir de las velocidades de corrosión.

4.7 Reparaciones y alteraciones de tuberías según API 570

4.7.1 *Reparación de una línea de tubería.* Para la reparación de cualquier línea de un sistema de tuberías, se deben seguir los principios de los códigos de acuerdo a los cuales fueron construidas las tuberías que se esté reparando.

4.7.1.1 *Reparaciones con soldadura de tuberías de vapor.* Todo trabajo de alteración y de reparación debe ser realizada por una organización (personal calificado) y debe estar autorizada por el inspector de tuberías con anterioridad a su comienzo.

4.7.1.2 *Reparaciones temporales.* Para reparaciones temporales, ya sea en operación o fuera de servicio, se debe realizar soldando una camisa partida de envolvimiento completa o mediante una envoltura tipo caja, aplicando sobre el área dañada o corroída. Las grietas longitudinales no deben ser reparadas de ésta manera, a menos que se determine que dichas grietas no se van a propagar por debajo de la envoltura.

Si el área de reparación es localizada, es decir si se tiene presencia de picaduras o perforaciones tipo pasador, y la fuerza de ruptura mínima especificada (SYMS) de la

tubería no es mayor de 35000 Psi, se puede hacer una reparación temporal con soldadura de filete con un acoplamiento partido (camisa), diseñado adecuadamente o con un parche de lámina sobre el área localizada. El material para la reparación debe ser igual al metal base y aprobado por un ingeniero experto en soldadura de tuberías.

Para fugas menores, se deben diseñar las envolturas apropiadamente, para luego proceder a soldar sobre los puntos de fuga mientras el sistema de tuberías ésta en servicio, de manera que el espesor sobrante, sea adecuado en los alrededores de la soldadura y que los componentes de las tuberías puedan resistir la soldadura sin la posibilidad de un nuevo daño adicional del material.

Las reparaciones temporales deben ser removidas y remplazadas por una reparación permanente adecuada, en una próxima oportunidad de mantenimiento disponible. Las reparaciones temporales pueden permanecer en el lugar por un largo período de tiempo solo si es aprobado y documentado por un ingeniero experto en tuberías.

4.7.1.3 Reparaciones permanentes. Los defectos encontrados por corrosión en los componentes de tuberías, se pueden restaurar removiendo completamente el defecto y luego llenando las superficies afectadas con depósitos de soldadura. Las irregularidades de la superficie y la contaminación deben ser removidas antes de la soldadura.

Si las tuberías son factibles mover fuera del servicio, entonces el área defectuosa puede ser removida cortando una sección cilíndrica y remplazándola, con un componente que reúna las mismas características del código de construcción.

4.7.1.4 Reparaciones sin soldadura. Las reparaciones de secciones adelgazadas localmente o con defectos lineales circunferenciales, pueden ser ejecutadas en servicio instalando una abrazadera empernada contra fugas, fabricada y diseñada apropiadamente. El diseño debe incluir el control de cargas de empuje axial si el componente de las tuberías que está siendo afianzado, es o puede llegar a ser insuficiente para controlar el empuje de presión.

Durante las reparaciones y vueltas a servicio u otras oportunidades apropiadas, dispositivos de disipación y cierre de fugas temporales, incluyendo válvulas deberán ser

removidos y se seguirán las acciones apropiadas para restaurar la integridad original del sistema de tuberías. El inspector e ingeniero de tuberías deben ser los encargados de determinar los procedimientos y métodos de reparación más apropiados que se deban aplicar (API 570, 2006).

4.8 Aplicación de la norma API 510

Este código de inspección cubre las actividades de instalación, inspección en servicio, reparaciones, alteraciones y procedimientos de evaluación de recipientes a presión utilizados en la industria petrolera y química.

Este código de inspección aplica a recipientes construidos de acuerdo con la especificación ASME sección VIII, otros códigos reconocidos para recipientes a presión, recipientes a presión construidos bajo ningún código pero aprobados bajo requerimientos locales. Este código de inspección es solo aplicable a recipientes que hayan sido puestos en funcionamiento y autorizados por una organización para realizar las respectivas inspecciones.

4.9 Determinación de espesores mínimos en las partes de la caldera

Los recipientes a presión verticales y horizontales construidos bajo el código ASME. División 1 o 2, deben cumplir con lo estipulado en lo referente a espesores mínimos requeridos para todas las partes que integran los recipientes.

Para el cálculo de espesores en ciertas partes de la caldera rigen las normas ASME sección I y ASME sección VIII. División I y II. Como se citan a continuación:

4.9.1 Cálculo del espesor mínimo del cuerpo cilíndrico para esfuerzos circunferenciales. El espesor de pared mínimo correspondiente al esfuerzo de juntas circunferenciales en el cuerpo de una caldera sometida a presión interna se calcula por:

$$t_{min} = \left[\frac{(P \cdot R)}{S \cdot E - (0.6P)} \right] + C \quad (12)$$

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{S * E * t}{[R + (0.6t)]} \quad (13)$$

Dónde:

$t_{m\acute{i}n}$ = Espesor mínimo aceptable, en mm (in). Éste valor no debe ser menor a 0.1 pulg.

P = Presión de diseño, en Psi.

R = Radio interior del cuerpo cilíndrico, en mm (in).

S = Esfuerzo mímico permisible del material, en Psi. Verificar la tabla UCS-23 de la norma ASME sección VIII. División 1.

E = Factor de eficiencia original de la junta soldada, dónde se usa el valor de 1 si las soldaduras han sido radiografiadas en un 100%, 0.85 si las radiografías se las han realizado por muestreo, y 0.7 si al recipiente no se le ha realizado ninguna radiografía.

C = Sobre espesor para corrosión, en mm (in).

$P_{m\acute{a}x}$ = Presión mímico admisible, en Psi.

Ésta fórmula se aplica, cuando el espesor no excede 1.5 veces el radio interno, y la presión de diseño P no excede $0.385 * S * E$.

4.9.2 Cálculo del espesor mímico del cuerpo cilíndrico para esfuerzos longitudinales. El espesor de pared mímico correspondiente al esfuerzo de juntas longitudinales en el cuerpo de una caldera sometida a presión interna se determina por:

$$t_{m\acute{i}n} = \left[\frac{(P * R)}{2 * S * E + (0.4P)} \right] + C \quad (14)$$

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{2 * S * E * t}{[R - (0.4t)]} \quad (15)$$

Dónde:

$t_{m\acute{i}n}$ = Espesor mímico aceptable, en mm (in). Éste valor no debe ser menor a 0.1 pulg.

P = Presión de diseño, en Psi.

R = Radio interior del cuerpo cilíndrico, en mm (in).

S = Esfuerzo mímico permisible del material, en Psi. Verificar la tabla UCS-23 de la norma ASME sección VIII. División 1.

E = Factor de eficiencia original de la junta soldada, dónde se usa el valor de 1 si las soldaduras han sido radiografiadas en un 100%, 0.85 si las radiografías se las han realizado por muestreo, y 0.7 si al recipiente no se le ha realizado ninguna radiografía.

C = Sobre espesor para corrosión, en mm (in).

P_{máx} = Presión máxima admisible, en Psi.

Ésta fórmula se aplica, cuando el espesor no excede 1.5 veces el radio interno, y la presión de diseño P no excede 1.25*S*E.

4.9.3 *Cálculo del espesor mínimo para cabezales.* El espesor de pared mínimo requerido de los cabezales (sitios de apertura) de una caldera sometida a presión interna se determina por:

$$t_{\min} = \frac{0.885PL}{SE-0.1P} \quad (16)$$

$$P = \frac{SEt}{0.885L+0.1t} \quad (17)$$

Dónde:

t_{min} = Espesor mínimo requerido, en mm (in).

P = Presión de diseño, en Psi.

L = Radio interior del casco, en mm (in).

S = Máximo esfuerzo permisible, en Psi (ASME sección VIII. División 1 parte UG 32).

E = Factor eficiente de la junta.

4.9.4 *Cálculo del espesor mínimo de los tubos y hogar de la caldera.* Para el cálculo de espesor admisible y presión admisible de trabajo de los tubos de fuego y el hogar de una caldera pirotubular, se usa la norma ASME sección I, reglas para la construcción de calderas de potencia, PG-27,2 fórmulas para cálculo.

El espesor mínimo requerido, de acuerdo con el párrafo ASME PG-27.2.1, se utiliza la fórmula que se indica a continuación (Ecuación 18):

$$t = \frac{PD}{2S+P} + 0.005D + e \quad (18)$$

Para el cálculo de la presión de trabajo máxima admisible (MAOP) se utiliza la siguiente ecuación:

$$P = S \left[\frac{2t-0.01D-2e}{D-(t-0.005D-e)} \right] \quad (19)$$

Dónde:

t = Espesor de pared mínimo de diseño, en mm (in).

P = Presión de diseño, en Psi.

D = Diámetro exterior del tubo, en mm (in).

e = Factor de espesor (0,04 para tubos expandidos en los extremos, 0 = para tubos soldados por resistencia)

S = Tensión máxima admisible según ASME sección II, Tabla 1A, en Psi.

4.9.5 *Cálculo del espesor mínimo admisible de tuberías, tambores y cabezales.* Las siguientes fórmulas se encuentran en ASME sección I, PG-27.2.2. Para estos cálculos se lo puede hacer teniendo como datos ya sea el diámetro exterior o interior del tubo.

Para calcular el espesor mínimo requerido y la presión de trabajo máxima admisible, utilizando el diámetro exterior, se emplea la ecuación siguiente:

$$t = \frac{PD}{2SE+2yP} + C \quad (20)$$

$$P = \frac{2SE(t-C)}{D-(2y)(t-C)} \quad (21)$$

Para calcular el espesor mínimo requerido y la presión de trabajo máxima admisible, utilizando el radio interior, se emplea la siguiente ecuación:

$$t = \frac{PD}{SE-(1-y)P} + C \quad (22)$$

$$P = \frac{SE(t-C)}{R+(1-y)(t-C)} \quad (23)$$

Dónde:

t = Espesor de pared mínimo de diseño, en mm (in).

P = Presión de diseño, en Psi.

D = Diámetro exterior del tubo, en mm (in).

R = Radio del tubo, en mm (in).

E = Factor de soldadura del tubo (1 para tubos sin costura; 0.85 = para tubos soldados).

y = Factor de soldadura del espesor (0,4 para 900 ° F y bajas; 0,7 para 950 ° F y altas).

C = Tolerancia de corrosión (0 para la ausencia de corrosión; 0,0625 in. Se utiliza comúnmente; y 0,125 in. Máximo).

S = Tensión máxima admisible según ASME sección II. Tabla 1A, en Psi (ASME SECCIÓN VIII, 2007).

4.9.6 *Cálculo de la velocidad de corrosión.* La velocidad de corrosión se determina por la diferencia entre dos lecturas de espesor, dividido para el intervalo de tiempo entre las lecturas. La determinación de la tasa de corrosión puede incluir datos de espesor recogidas en más de dos inspecciones diferentes.

La norma API 510 establece dos velocidades de corrosión, la primera a largo plazo y otra a corto plazo, ya que éstas se deben comparar para ver cuál velocidad de corrosión ofrece un menor tiempo de vida útil restante, como parte de la evaluación de datos.

La velocidad de corrosión a largo plazo de los recipientes a presión se calcula por:

$$Vc(LT) = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{\text{tiempo (años) entre } t_{inicial} \text{ y } t_{actual}} \quad (24)$$

Mientras que la velocidad de corrosión a corto plazo se calcula por la siguiente fórmula:

$$Vc(ST) = \frac{t_{previo} - t_{actual}}{\text{tiempo (años) entre } t_{previo} \text{ y } t_{actual}} \quad (25)$$

Dónde:

V_c = Velocidad de corrosión, en mm/año.

$t_{inicial}$ = Es el espesor, en mm (in), en la misma ubicación que t_{actual} medido en la instalación inicial o en el comienzo de un entorno corrosivo.

t_{actual} = Es el espesor real, en mm (in), medido en el momento de la inspección.

t_{previo} = Es el espesor, en mm (in), en la misma ubicación que t_{actual} medida durante una o varias inspecciones anteriores.

4.9.7 *Cálculo de la vida útil estimada.* En la fórmula para el cálculo de la vida útil estimada se tiene la relación del espesor actual, el espesor mínimo requerido según el código de construcción y la velocidad de corrosión, como se explica a continuación:

$$T_{VR} = \frac{t_{actual} - t_{req}}{V_c \left(\frac{mm}{años} \right) \text{entre } t_{actual} \text{ y } t_{req}} \quad (26)$$

Dónde:

T_{VR} = Vida remanente estimada, en años.

t_{req} = Espesor mínimo requerido, en mm (in), calculado por las fórmulas de diseño (API 510, 2006).

4.9.8 *Intervalos de inspección.* Para la inspección visual, la norma API 510 recomienda que al menos se la realice cada 5 años o al 25% de la vida remanente del recipiente, pero tomando en cuenta el que sea menor. Para los intervalos de inspección interna se toma en cuenta los siguientes criterios:

- Para velocidades de corrosión mayores a 0.001 pulga./año o 0.025mm/año que determine una vida remanente menor a 4 años, se recomienda que la siguiente inspección de medición de espesores se realice en un período no mayor de 2 años.
- Para velocidades de corrosión menores de 0.001 pulga./año o 0.025 mm/año, la inspección interna no es necesaria.
- Para los casos en que la velocidad de corrosión presente valores mayores a los señalados, la inspección interna deberá realizarse en un período máximo que no

exceda el 25% de la vida remanente o en su defecto cada 10 años, pero tomando en cuenta el que sea menor.

- Los intervalos de inspección también pueden ser establecidos tomando en cuenta los juicios del inspector o de los especialistas en recipientes a presión y de corrosión, basándose en las condiciones de operación del equipo e historial de inspecciones anteriores (API 510, 2006).

4.10 Aplicación de la norma ASME B31G

ASME B31G. Manual para la determinación de la resistencia de tuberías afectadas por corrosión. Ésta norma permite evaluar la resistencia remanente de las tuberías corroídas y sirve de apoyo a los operadores en la toma de decisiones respecto a la necesidad de efectuar reparaciones definitivas o permanentes, o de mantener en operación la tubería con los defectos por corrosión de forma segura con la presión máxima de operación.

La aplicación del código ASME B31.G nos proporciona información que permite:

- Evaluar y determinar defectos sobre el cuerpo de las tuberías producidas por corrosión interna por consiguiente el cálculo de la resistencia mecánica remanente de éstas zonas.
- Establecer la máxima presión de operación permitida (MAOP), para que el sistema de tuberías siga en servicio bajo condiciones seguras.
- Estipular criterios para que las regiones afectadas puedan seguir en servicios o sean objeto de reparaciones o reemplazos.

Este método de evaluación fue incluido en las normas ASME B31.4 y ASME B31.8 y descrito en detalles en el documento ANSI/ASME B31G manual para determinar la resistencia de las tuberías corroídas, el cual fue revisado y reeditado como ASME B31G en el año de 1991.

Este documento no es aplicable a construcciones nuevas, debido a que no se puede establecer procedimientos para determinar fallas por corrosión que pudieran presentarse en los procesos de fabricación o instalación de tuberías nuevas.

4.11 Procedimiento para el análisis de la tubería según ASME B31G

Teniendo en cuenta los aspectos generales del código ASME B31G y las expectativas del proyecto, se desarrolla un procedimiento que basa en la obtención de datos por medio de una medición de espesores por ultrasonido de la pared de la tubería; que nos indicará la longitud del área corroída y permitirá calcular la profundidad de los defectos por corrosión. Por otro lado es necesario conocer datos de construcción de la tubería como el espesor nominal y la MAOP, además se debe conocer el procedimiento de cálculo del espesor nominal conforme a lo que la norma ASME B31.4 detalla, ya que algunos de estos datos servirán para el análisis del estado actual de la tubería. Del mismo modo se calculará la velocidad de corrosión y la vida remanente aplicando la norma API 570 para finalmente presentar los resultados y los análisis obtenidos.

4.11.1 *Criterios de evaluación.* El procedimiento para el análisis de la tubería toma en cuenta el porcentaje de profundidad, la longitud máxima admisible permitida y la MAOP en el área corroída. Estos tres criterios de evaluación se resumen a continuación:

4.11.2 *Determinación del porcentaje de profundidad máxima del defecto.* Se puede determinar la profundidad de un defecto producido por corrosión, mediante una comparación porcentual entre la profundidad del defecto de la pared frente al espesor de pared nominal, como se indica en la siguiente ecuación:

$$\% \text{ profundidad} = 100 \frac{d}{t} \quad (27)$$

Dónde:

d = Medida máxima de la profundidad del área corroída, en mm (in).

t = Espesor nominal de la pared de la tubería, en mm (in) (ASME B31.G, 1991).

La máxima profundidad medida del área corroída “d” es determinada de la diferencia entre el espesor nominal y el espesor de pared medido (Ecuación 28), éste último dato se obtiene de la medición de espesores.

$$d = t - t_M \quad (28)$$

La máxima profundidad medida del área corroída puede ingresar en una de las siguientes alternativas, dónde se determina:

- Si la máxima profundidad del área corroída es mayor al 80% del espesor nominal de la pared, entonces será necesario reparar o reemplazar la tubería.
- Si la máxima profundidad del área corroída se encuentra entre el 10% y el 80% del espesor nominal de la pared, entonces se procederá a determinar la longitud axial máxima admisible permitida para el defecto y la evaluación de la MAOP en las áreas corroídas, en caso de ser necesario.
- Si la máxima profundidad del área corroída es menor al 10% del espesor nominal de la pared, entonces se deberá controlar la corrosión y regresar al servicio.

4.11.3 *Determinación de la longitud axial máxima admisible permitida para el defecto.* Para el caso de que la máxima profundidad del área corroída se encuentre entre el 10% y el 80% del espesor nominal de la pared, se debe calcular la longitud axial máxima admisible permitida para el defecto, se determina con la siguiente fórmula:

$$L_{adm} = 1.12 B \sqrt{D t} \quad (29)$$

Dónde:

L = Longitud axial máxima admisible permitida para el defecto, en mm (in).

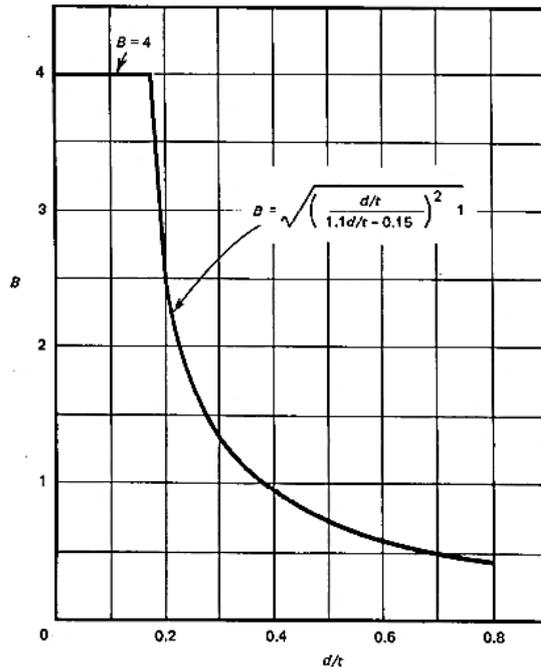
B = Valor que puede determinarse a partir de la figura 34.

D = Diámetro exterior nominal de la tubería, en mm (in) (ASME B31.G, 1991).

Es importante tener en cuenta que si la profundidad de corrosión está entre el 10% y el 17.5% se toma $B = 4$, o sino B se procede a determinar a partir de una gráfica (ver Figura 34) o mediante el empleo de la siguiente ecuación:

$$B = \sqrt{\left(\frac{d/t}{1.1(a/t)-0.15}\right)^2 - 1} \quad (30)$$

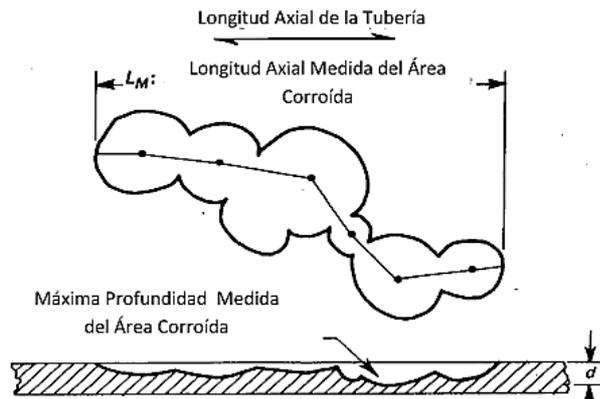
Figura 34. Curva para determinar el valor de B



Fuente: <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/4961/1/T-ESPE-032998.pdf>

El valor determinado de “ L_{adm} ” se debe comparar con el valor obtenido mediante la medición de espesores “ L_M ”, éste último dato es el valor medido o real de la longitud axial del área corroída encontrada. En el caso de existir varias áreas corroídas se usará la longitud axial de la mayor área corroída.

Figura 35. Parámetro de corrosión utilizado en el análisis



Fuente: <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/4961/1/T-ESPE-032998.pdf>

Si el valor “ L_M ” longitud axial medida del área corroída, es menor o igual al valor obtenido L_{adm} , entonces se deberá controlar la corrosión y regresar al servicio.

$$L_M \leq L_{adm}$$

Caso contrario se debe proceder a la evaluación de la MAOP en el área corroída.

4.11.4 *Determinación de la máxima presión de operación admisible (MAOP) aplicando el tercer criterio del código ASME B31G.* Si la máxima profundidad del área corroída es mayor del 10% pero menor del 80% del espesor nominal de la pared, y la longitud medida del defecto “ L_M ” es mayor que el valor de la longitud máxima admisible permitida “ L_{adm} ”, entonces es necesario determinar la presión máxima segura para un área corroída “P”, para lo cual se debe calcular el valor del factor adimensional “A” mediante la siguiente fórmula:

$$A = 0.893 \frac{L_M}{\sqrt{D} t} \quad (31)$$

Dónde:

L_M = Longitud axial medida del área corroída, en mm (in).

D = Diámetro exterior nominal de la tubería, en mm (in).

t = Espesor nominal de pared de la tubería, en mm (in).

4.11.5 *Máxima presión de operación en la tubería P (MAOP).* Para calcular la máxima presión de operación en la tubería, hay que tener en cuenta diferentes variables como son el área, el esfuerzo elástico mínimo especificado (SMYS) y la clasificación en la que se encuentra la tubería basado en las normas ASME B31.4 y ASME B31.8. Después de determinar estos parámetros, “P” se determina por la siguiente fórmula:

$$P_C = \frac{2 * SMYS * t * F * T}{D} \quad (32)$$

Dónde:

SMYS = Esfuerzo elástico mínimo especificado, en MPa.

t = Espesor nominal de la pared de la tubería, en mm (in).

F = Factor de diseño apropiado según ASME B31.4 o B31.8.

T = Factor de temperatura del código B31 apropiado (T=1 en este caso).

D = Diámetro exterior nominal de la tubería, en mm (in) (ASME B31.G, 1991).

4.11.6 *Máxima presión segura para el área corroída (P')*. Si el valor de “A” es menor o igual a 4, entonces la máxima presión segura para un área corroída se determinará a partir de una gráfica (ver Figura 36) o mediante el empleo de la fórmula 33.

$$P' = 1.1 P \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t \sqrt{A^2 + 1}} \right)} \right] \quad (33)$$

Dónde:

P' = Máxima presión segura para un área corroída, en MPa.

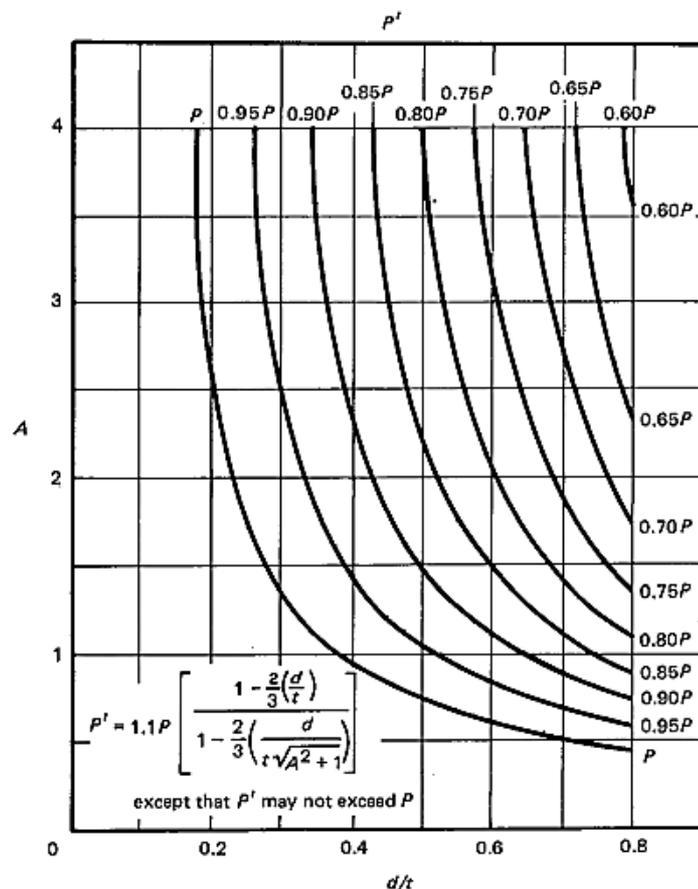
d = Profundidad máxima medida del área corroída, en mm (in).

t = Espesor nominal de la pared de la tubería, en mm (in).

A = Factor adimensional.

P = Máxima presión de operación entre MAOP o la P_C , en Psi (ASME B31.G, 1991)

Figura 36. Curva para obtener P' para valores de A menores o iguales a 4



Fuente: <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/4961/1/T-ESPE-032998.pdf>

En el caso de que el factor adimensional “A” sea mayor a 4, la máxima presión segura para un área corroída puede determinarse mediante una gráfica (ver Figura 37) o mediante la ecuación.

$$P' = 1.1P \left(1 - \frac{d}{t}\right) \quad (34)$$

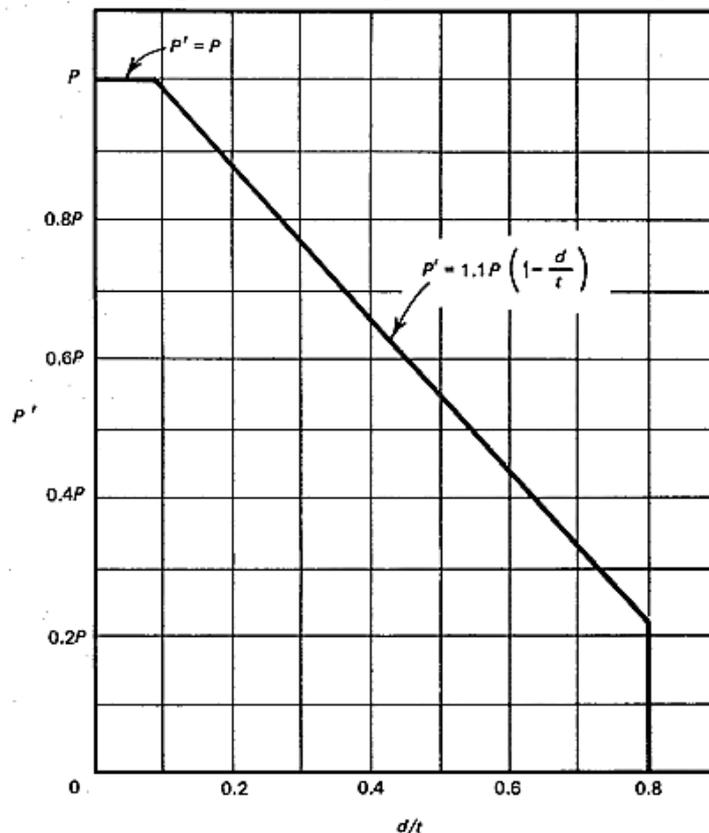
Dónde:

P' = Presión máxima segura para un área corroída, en MPa.

d = Profundidad máxima medida del área corroída, en mm (in).

t = Espesor nominal de la pared de la tubería, en mm (in) (ASME B31.G, 1991).

Figura 37. Curva para obtener P' para valores de A mayores a 4



Fuente: <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/4961/1/T-ESPE-032998.pdf>

En ambos casos sea “A” mayor a 4 o no, se puede hacer uso de las gráficas (figuras 36 y 37) para obtener el valor de “P”, pero siempre es mejor el uso de las fórmulas por la exactitud de los cálculos que proporcionan.

Si el MAOP establecido es igual o menor que “P”, la tubería con el defecto por corrosión puede permanecer en servicio a MAOP. Si por otro lado ésta es mayor a “P”, entonces debe establecerse una MAOP menor que no exceda a “P” o se debe reparar o cambiar el área corroída (ASME B31.G, 1991).

4.12 Determinación de las causas del deterioro

La corrosión es la principal causa de deterioro de la tubería de transporte de vapor y tiene lugar debido a la reacción de la superficie de estos componentes con su medio ambiente. Ésta se presenta tanto en las paredes externas como internas de la tubería.

4.12.1 Corrosión externa. La magnitud de la corrosión externa en las partes externas de la tubería varía de despreciable hasta severa dependiendo de las condiciones atmosféricas del lugar. La corrosión puede acelerarse si las partes no están protegidas.

4.12.2 Corrosión interna. Está en función del material empleado en la construcción de la tubería y de las características del material que transporta.

Las tuberías o partes de las misma que estén sujetos a corrosión y abrasión mecánica deben tener un margen de espesor para lograr la vida útil deseada, aumentando convenientemente el espesor del material respecto al determinado por las fórmulas de diseño, o utilizando algún método de protección como por ejemplo pinturas anticorrosivas, recubrimientos, ánodo de sacrificio, entre otros.

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

5.1 Tabulación y comparación de espesores inspeccionados

Después de haber realizado la inspección por ultrasonido, se procede a tabular los valores de los espesores medidos con sus respectivos puntos de ubicación y la tubería de vapor correspondiente, con el fin de realizar una comparación entre los mismos y de ésta manera establecer cuales se tomarán para su respectivo análisis y cálculos de la vida remanente, velocidad de corrosión, profundidad de desgaste, longitud admisible en el área corroída y MAOP, según las normas API 570 y ASME B31G, las cuales se encargan de determinar los parámetros y condiciones de evaluación (ver Tabla 8).

5.2 Interpretación de los datos

En ésta etapa se determina las indicaciones más relevantes y no relevantes, mediante una comparación entre los valores de espesores medidos, con los espesores nominales y de diseño, de acuerdo con las normas de construcción.

5.2.1 Indicaciones falsas. Las lecturas falsas de espesores son aquellos valores mínimos que se encuentran por debajo del espesor mínimo requerido y aquellos valores máximos que están por encima del espesor nominal, éstos valores se produjeron cuando el palpador deja de estar en contacto con la tubería, exceso de acoplante, especialmente en superficies lisas lo que causa que el equipo solo incluya la medida del espesor de una gota de acoplante cuando el palpador es alzado, mala aplicación y calibración del equipo, falta de preparación de la superficie y condición geométrica propia de la tubería. Todos estos factores provocaron las indicaciones erróneas o falsas que fueron registradas en el equipo las cuales no se deben a un espesor real de la pared de la tubería y por lo tanto no son considerados para el cálculo.

Tabla 8. Tabulación de espesores medidos

ESPEORES MÍNIMOS TOMADOS EN EL CIRCUITO DE VAPOR DEL HOSPITAL DEL IESS RIOBAMBA										
ID	COCINA	T.V.AC	LAVAN DERÍA	T. AGUA CALIEN TE	T. VAPOR COCINA	T.VAPOR ESTERILI ZACIÓN	T.VAPOR LAVACHA TAS	T.VAPOR LAVANDE RÍA	RETORNO CONDENSA DO	ESTERILI ZACIÓN
	Espesor Mínimo (mm)	Espesor Mínimo (mm)	Espesor Mínimo (mm)	Espesor Mínimo (mm)	Espesor Mínimo (mm)	Espesor Mínimo (mm)	Espesor Mínimo (mm)	Espesor Mínimo (mm)	Espesor Mínimo (mm)	Espesor Mínimo (mm)
P1	3,970	4,430	2,950	2,640	3,360	5,340	3,250	5,160	2,090	3,000
P2	5,880	3,310	2,230	3,210	3,490	4,350	3,320	5,110	2,240	3,070
P3	3,400	3,110	2,520	2,620	3,550	3,580	2,770	2,950	1,990	2,640
P4	2,950	4,340	2,140	2,450	4,170	3,700	3,440	5,520	3,050	3,090
P5	5,530	3,350	2,010	2,720	3,330	3,990	3,170	5,260	2,530	4,840
P6	3,780	3,640	2,150	2,590	3,460	3,370	3,250	6,470	2,530	3,010
P7	1,430	3,640	1,720	0,990	4,010	3,460	2,760	5,300	2,260	1,710
P8	3,230	3,580	1,760	2,750	3,460	3,960	3,420	5,130	3,230	2,440
P9	3,270	3,840	2,830	3,110	3,200	3,480	3,260	5,690	3,160	2,210
P10	2,560	2,810	2,650	4,340	4,180	3,430	3,800	5,330	3,540	2,330
P11	3,610	3,600	2,570	2,750	3,360	3,730	2,860	5,280	2,610	5,500
P12	2,140	3,560	2,630	4,730	3,530	3,580	2,990	7,340	2,930	5,350
P13	2,140	3,590	2,620	2,760	4,430	3,500	3,570	5,430	3,020	1,690
P14	2,720	3,740	3,260	2,780	3,540	3,300	2,790	5,130	2,380	2,340
P15	3,190	3,130	2,710	3,020	3,470	3,620	3,030	5,200	3,060	2,810
P16	2,530	3,260	3,220	2,170	3,110	3,990	3,650	5,480	1,400	2,580
P17	2,790	3,340	2,380	3,120	3,320	3,700	3,020	5,220	2,650	2,900
P18	3,700	3,490	2,350	2,820	3,590	3,670	3,520	5,510	1,400	2,910

Tabla 8. (Continuación)

P19		4,230	2,600	2,810	3,080	3,810	3,260	5,380	2,450	3,570
P20		3,520	2,280	2,730	3,710	3,670	3,000	5,250	2,600	1,950
P21		3,060	2,240	2,990	3,430	3,680	3,610	6,920	2,690	3,600
P22		3,290	2,420	2,260	3,550	3,580	3,940	5,200	4,520	4,720
P23		3,160	2,900	1,890	3,510	3,450	3,210	5,090	3,400	
P24		4,690	2,680	3,020	3,380	3,500	3,250	5,100	3,120	
P25		3,180	2,960	3,190	4,410	3,690	4,030	5,410	5,500	
P26		3,460	2,900	3,630	3,910	3,650	3,140	6,910	2,920	
P27		3,760	0,960	3,020	3,830	3,750	2,900	5,280	2,540	
P28		4,260	2,490	2,810	3,370	3,520		5,590	3,200	
P29		3,720	3,140	3,000	3,800	4,200			3,140	
P30		3,480	3,020	3,010	3,560	3,350			3,130	
P31		3,220	3,240	3,180	3,820	3,230			1,400	
P32		3,230	2,230		4,140	3,190			3,250	
P33		3,540	2,220		3,640	3,640			4,550	
P34		3,550	3,000		4,340	4,300			1,400	
P35		3,290	2,790		3,280	3,430			2,680	
P36		3,800	2,460		3,280	3,780			2,900	
P37		3,510	2,460		4,140	3,530			2,910	
P38		3,220	2,240		3,460	3,180			2,100	
P39		3,210	2,140			3,870			3,150	
P40		3,320	2,030			3,280			2,170	
P41		3,940	2,120						3,370	
P42		4,890	2,470						3,310	
P43		3,040	2,090						3,010	

Fuente: Autores

5.2.2 Indicaciones relevantes. Las lecturas o indicaciones relevantes de los espesores medidos, fueron causadas por una disminución del espesor o tipo de discontinuidad detectada en la tubería y a su vez requieren de una evaluación para determinar su importancia (ver Tabla 9). La evaluación de las lecturas relevantes de espesor se las hace de acuerdo a los códigos y normas que determinan su aceptabilidad o rechazo de la tubería, en este caso utilizamos las normas API 570 y ASME B31G.

Tabla 9. Número de puntos más relevantes

Localización	# Puntos más relevantes
Tubería de vapor e interior de la cocina	12
Tubería de vapor e interior de la lavandería	14
Tubería de vapor e interior de las lavachatas	6
Tubería de vapor e interior de esterilización	12
Tubería de agua caliente	6
Tubería de vapor al tanque de agua caliente	9
Tubería de retorno de condensado	10

Fuente: Autores

5.2.3 Determinación del espesor. La determinación del espesor en las tuberías de vapor se realizó en función de la detectabilidad, que corresponde a la habilidad del sistema de inspección ultrasónica para medir los espesores. La detectabilidad del equipo de ultrasonido fue determinada por una serie de variables como la sensibilidad del transductor, el equipo, el acoplante y la superficie de la tubería inspeccionada.

5.2.4 Valores de espesor. La obtención de los valores exactos de los espesores en los puntos críticos seleccionados de las tuberías, no fue muy compleja debido a que se usó un palpador de incidencia normal es decir, que la dirección del haz ultrasónico es perpendicular al eje de la pared de la tubería, para cerciorarse de esto fue necesario mover el palpador, lentamente y en todas las direcciones posibles manteniéndolo lo más perpendicular posible hacia la pared de la tubería, hasta obtener la presencia de uno o varios valores de espesor.

5.3 Resultados más relevantes de la inspección realizada en las tuberías

De la tabla 8 se ha tomado los valores que tienen un grado de deterioro relativamente alto, es decir los que presentan una profundidad considerable en comparación con el

valor del espesor nominal, con el fin de efectuar el respectivo cálculo de los parámetros necesarios según las normas de evaluación ya mencionadas.

Tabla 10. Lecturas de espesores más relevantes

Localización	ID	Descripción	Espesor Mínimo (mm)	Espesor Nominal (mm)	Espesor de Reducción (mm)
Tubería de vapor e interior de la Cocina	P5	Tramo de tubería	3,330	3,700	0,370
	P16	Codo de 90 normal	3,110	7,140	4,030
	P17	Tramo de tubería	3,320	3,700	0,380
	P19	Codo de 90 normal	3,080	7,140	4,060
	P35	Tramo de tubería	3,280	3,700	0,420
	P39	Te roscada	3,970	7,140	3,170
	P42	Codo de 90 normal	2,950	7,140	4,190
	P44	Acople	3,780	4,090	0,310
	P45	Tramo de tubería	1,430	3,100	1,670
	P48	Codo de 90 normal	2,560	4,090	1,530
	P55	Acople	2,790	4,090	1,300
	P56	Codo de 90 normal	3,700	4,090	0,390
Tubería de vapor e interior de la Lavandería	P2	Tramo de tubería	5,110	5,300	0,190
	P12	Te roscada	7,340	8,840	1,500
	P14	Tramo de tubería	5,130	5,300	0,170
	P15	Codo 90 normal	5,200	8,840	3,640
	P20	Codo 90 normal	5,250	8,840	3,590
	P24	Tramo de tubería	5,100	5,300	0,200
	P27	Acople	5,280	8,840	3,560
	P33	Tramo de tubería	2,010	3,000	0,990
	P34	Codo 90 normal	2,150	4,090	1,940
	P49	Tramo de tubería	2,240	3,000	0,760
	P51	Te roscada	2,900	4,090	1,190
	P61	Tramo de tubería	2,220	3,000	0,780
	P68	Codo 90 normal	2,030	4,090	2,060
	P69	Codo 90 normal	2,120	4,090	1,970
Tubería de vapor al Tanque de Agua caliente	P10	Tramo de tubería	2,810	3,700	0,890
	P12	Codo de 90 normal	3,560	7,140	3,580
	P15	Tramo de tubería	3,130	3,700	0,570
	P21	Tramo de tubería	3,060	3,700	0,640
	P23	Tramo de tubería	3,160	3,700	0,540
	P25	Tramo de tubería	3,180	3,700	0,520
	P41	Te roscada	3,940	7,140	3,200
	P43	Tramo de tubería	3,040	3,700	0,660
P45	Codo de 90 normal	3,240	7,140	3,900	

Tabla 10. (Continuación)

Tubería de Retorno de Condensado	P1	Tramo de tubería	2,090	3,700	1,610
	P4	Tramo de tubería	1,990	3,700	1,710
	P13	Codo de 90 normal	3,020	4,980	1,960
	P15	Codo de 90 normal	3,060	4,980	1,920
	P16	Tramo de tubería	1,400	3,700	2,300
	P31	Tramo de tubería	1,400	3,700	2,300
	P34	Tramo de tubería	1,400	3,700	2,300
	P37	Codo de 90 normal	2,910	4,980	2,070
	P38	Tramo de tubería	2,100	3,700	1,600
	P41	Tramo de tubería	2,170	3,700	1,530
Tubería de vapor de las Lavachatas	P3	Codo de 90 normal	2,770	7,140	4,370
	P7	Tramo de tubería	2,760	3,700	0,940
	P11	Codo de 90 normal	2,860	7,140	4,280
	P12	Tramo de tubería	2,990	3,700	0,710
	P14	Tramo de tubería	2,790	3,700	0,910
	P27	Tramo de tubería	2,900	3,700	0,800
Tubería de vapor e interior de Esterilización	P4	Codo de 90 normal	3,700	7,140	3,440
	P7	Codo de 90 normal	3,460	7,140	3,680
	P14	Tramo de tubería	3,300	3,700	0,400
	P35	Tramo de tubería	3,430	3,700	0,270
	P41	Tramo de tubería	3,000	3,700	0,700
	P45	Codo de 90 normal	4,840	7,140	2,300
	P49	Te roscada	2,210	7,140	4,930
	P50	Tramo de tubería	2,330	3,700	1,370
	P52	Codo de 90 normal	5,350	7,140	1,790
	P59	Codo de 90 normal	3,570	7,140	3,570
	P60	Tramo de tubería	1,950	3,000	1,050
P61	Te roscada	3,600	4,090	0,490	

Fuente: Autores

5.4 Evaluación de los valores más relevantes

Ahora con la lista de los valores de espesor más relevantes se procede a determinar los criterios que se deben aplicar a la tubería, para solucionar cualquier problema o inconveniente que se presente en las diferentes líneas que transportan vapor.

Por lo tanto la evaluación de defectos realizamos aplicando los criterios de la norma ASME B31G (ver Tabla 11), mientras que las velocidades de corrosión y vida remanente son determinadas de acuerdo con API 570 (ver Tabla 12), para después realizado los cálculos desarrollar las respectivas medidas preventivas y correctivas.

Tabla11. Resultados de evaluación ASME B31G

Localización	ID	t_M (mm)	(t) (mm)	D (mm)	% de (-)	I Etapa	d/t	(B)	D (mm)	L adm (mm)	L med (mm)	II Etapa	T	F	SMYS (Psi)	A	P	p'' A<4	P'' A>4
Tubería de vapor e interior de la Cocina	P5	3,330	3,700	0,370	10		0,1	4	50,8	61,42	50								
	P16	3,110	7,140	4,030	56		0,56	0,75	60,3	15,36	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,7413	
	P17	3,320	3,700	0,380	10		0,1	4	50,8	61,42	50								
	P19	3,080	7,140	4,060	57		0,57	0,75	60,3	15,24	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,739	
	P35	3,280	3,700	0,420	11		0,11	4	50,8	61,42	150		1	0,4	35000	9,77	551,2		537,5
	P39	3,970	7,140	3,170	44		0,44	0,67	60,3	19,74	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,8043	
	P42	2,950	7,140	4,190	59		0,59	0,77	60,3	14,74	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,729	
	P44	3,780	4,090	0,310	8														
	P45	1,430	3,100	1,670	54		0,54	0,73	12,7	4,88	250		1	0,4	35000	35,58	2205		1119
	P48	2,560	4,090	1,530	37		0,37	0,61	21,34	10,7	50		1	0,4	35000	4,779	1312		903,4
	P55	2,790	4,090	1,300	32		0,32	0,56	42	18,19	50		1	0,4	35000	3,407	666,7	0,8381	
P56	3,700	4,090	0,390	10			0,1	4	42	48,72	50								
Tubería de vapor e interior de la Lavandería	P2	5,110	5,300	0,190	4														
	P12	7,340	8,840	1,500	17		0,17	4	88,9	125,6	50								
	P14	5,130	5,300	0,170	3														
	P15	5,200	8,840	3,640	41		0,41	0,64	88,9	28,9	50		1	0,4	35000	1,593	315	0,8495	
	P20	5,250	8,840	3,590	41		0,41	0,64	88,9	29,34	50		1	0,4	35000	1,593	315	0,8519	
	P24	5,100	5,300	0,200	4														
	P27	5,280	8,840	3,560	40		0,4	0,63	88,9	29,61	50		1	0,4	35000	1,593	315	0,8533	
P33	2,010	3,000	0,990	33		0,33	0,57	12,7	8,18	250		1	0,4	35000	36,17	2205		1625	

Tabla 11. (Continuación)

	P34	2,150	4,090	1,940	47		0,47	0,69	21,34	8,29	50		1	0,4	35000	4,779	1312		758,7
	P49	2,240	3,000	0,760	25		0,25	0,5	12,7	11,73	850		1	0,4	35000	123	2205		1811
	P51	2,900	4,090	1,190	29		0,29	0,54	21,34	14,53	50		1	0,4	35000	4,779	1312		1023
	P61	2,220	3,000	0,780	26		0,26	0,51	12,7	11,26	55		1	0,4	35000	7,957	2205		1795
	P68	2,030	4,090	2,060	50		0,5	0,71	21,34	7,79	50		1	0,4	35000	4,779	1312		716,4
	P69	2,120	4,090	1,970	48		0,48	0,69	21,34	8,16	50		1	0,4	35000	4,779	1312		748,1
Tubería de vapor al Tanque de Agua caliente	P10	2,810	3,700	0,890	24		0,24	0,49	50,8	28,34	2300		1	0,4	35000	149,8	551,2		460,5
	P12	3,560	7,140	3,580	50		0,5	0,71	60,3	17,38	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,7749	
	P15	3,130	3,700	0,570	15		0,15	4	50,8	61,42	2000		1	0,4	35000	130,3	551,2		512,9
	P21	3,060	3,700	0,640	17		0,17	4	50,8	61,42	5800		1	0,4	35000	377,8	551,2		501,4
	P23	3,160	3,700	0,540	15		0,15	4	50,8	61,42	2700		1	0,4	35000	175,9	551,2		517,8
	P25	3,180	3,700	0,520	14		0,14	4	50,8	61,42	2700		1	0,4	35000	175,9	551,2		521,1
	P41	3,940	7,140	3,200	45		0,45	0,67	60,3	19,55	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,8022	
	P43	3,040	3,700	0,660	18		0,18	0,42	50,8	57,24	225		1	0,4	35000	14,66	551,2		498,1
P45	3,240	7,140	3,900	55		0,55	0,74	60,3	15,9	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,7511		
Tubería de Retorno de Condensado	P1	2,090	3,700	1,610	44		0,44	0,66	25,4	9,42	600		1	0,4	35000	55,27	1102		685
	P4	1,990	3,700	1,710	46		0,46	0,68	25,4	8,84	500		1	0,4	35000	46,06	1102		652,2
	P13	3,020	4,980	1,960	39		0,39	0,63	33,4	13,97	50		1	0,4	35000	3,462	838,3	0,7955	
	P15	3,060	4,980	1,920	39		0,39	0,62	33,4	14,29	50		1	0,4	35000	3,462	838,3	0,8	
	P16	1,400	3,700	2,300	62		0,62	0,79	25,4	6,48	4600		1	0,4	35000	423,7	1102		458,8
	P31	1,400	3,700	2,300	62		0,62	0,79	25,4	6,48	830		1	0,4	35000	76,46	1102		458,8
	P34	1,400	3,700	2,300	62		0,62	0,79	25,4	6,48	4150		1	0,4	35000	382,3	1102		458,8
	P37	2,910	4,980	2,070	42		0,42	0,64	33,4	13,16	50		1	0,4	35000	3,462	838,3	0,7831	
	P38	2,100	3,700	1,600	43		0,43	0,66	25,4	9,484	315		1	0,4	35000	29,02	1102		688,2
P41	2,170	3,700	1,530	41		0,41	0,64	25,4	9,95	50		1	0,4	35000	4,606	1102		711,2	

Tabla 11. (Continuación)

Tubería de vapor de las Lavachatas	P3	2,770	7,140	4,370	61		0,61	0,78	60,3	14,1	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,7149	
	P7	2,760	3,700	0,940	25		0,25	0,5	50,8	25,93	850		1	0,4	35000	55,37	551,2		452,3
	P11	2,860	7,140	4,280	60		0,6	0,77	60,3	14,42	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,722	
	P12	2,990	3,700	0,710	19		0,19	0,44	50,8	45,73	4900		1	0,4	35000	319,2	551,2		490
	P14	2,790	3,700	0,910	25		0,25	0,5	50,8	27,31	4900		1	0,4	35000	319,2	551,2		457,2
	P27	2,900	3,700	0,800	22		0,22	0,46	50,8	34,54	450		1	0,4	35000	29,31	551,2		475,2
Tubería de vapor e interior de Esterilización	P4	3,700	7,140	3,440	48		0,48	0,69	60,3	18,12	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,7851	
	P7	3,460	7,140	3,680	52		0,52	0,72	60,3	16,89	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,7675	
	P14	3,300	3,700	0,400	11		0,11	4	50,8	61,42	1700		1	0,4	35000	110,7	551,2		540,8
	P35	3,430	3,700	0,270	7														
	P41	3,000	3,700	0,700	19		0,19	0,43	31,75	37,61	250		1	0,4	35000	20,6	881,9		786,6
	P45	4,840	7,140	2,300	32		0,32	0,57	60,3	28,32	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,8634	
	P49	2,210	7,140	4,930	69		0,69	0,83	60,3	12,37	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,6696	
	P50	2,330	3,700	1,370	37		0,37	0,61	12,7	7,95	50		1	0,4	35000	6,514	2205		1527
	P52	5,350	7,140	1,790	25		0,25	0,5	60,3	40,07	50		1	0,4	35000	2,152	464,3	0,896	
	P59	3,570	7,140	3,570	50		0,5	0,71	21,34	10,37	50		1	0,4	35000	3,617	1312	0,7317	
P60	1,950	3,000	1,050	35		0,35	0,59	12,7	7,63	1300		1	0,4	35000	188,1	2205		1576	
P61	3,600	4,090	0,490	12		0,12	4	21,34	41,85	50		1	0,4	35000	4,779	1312		1270	

Fuente: Autores

Tabla 12. Evaluación de velocidad de corrosión y vida remanente API 570

Localización	ID	Descripción	t_{min} (mm)	t_{nom} (mm)	t_{Red} (mm)	VC (mm/año)	t_{Req} (mm)	VR (años)
Tubería de vapor e interior de la Cocina	P5	Tramo de tubería	3,330	3,700	0,370	0,019	1,68	89
	P16	Codo de 90 normal	3,110	7,140	4,030	0,202	1,99	5
	P17	Tramo de tubería	3,320	3,700	0,380	0,019	1,68	86
	P19	Codo de 90 normal	3,080	7,140	4,060	0,203	1,99	5
	P35	Tramo de tubería	3,280	3,700	0,420	0,021	1,68	76
	P39	Te roscada	3,970	7,140	3,170	0,158	1,99	12
	P42	Codo de 90 normal	2,950	7,140	4,190	0,209	1,99	4
	P44	Acople	3,780	4,090	0,310	0,016	0,71	198
	P45	Tramo de tubería	1,430	3,100	1,670	0,084	0,12	16
	P48	Codo de 90 normal	2,560	4,090	1,530	0,077	0,71	24
	P55	Acople	2,790	4,090	1,300	0,065	1,39	22
	P56	Codo de 90 normal	3,700	4,090	0,390	0,019	1,39	119
Tubería de vapor e interior de la Lavandería	P2	Tramo de tubería	5,110	5,300	0,190	0,009	2,52	273
	P12	Te roscada	7,340	8,840	1,500	0,075	2,94	59
	P14	Tramo de tubería	5,130	5,300	0,170	0,008	2,52	307
	P15	Codo 90 normal	5,200	8,840	3,640	0,182	2,94	12
	P20	Codo 90 normal	5,250	8,840	3,590	0,180	2,94	13
	P24	Tramo de tubería	5,100	5,300	0,200	0,010	2,52	258
	P27	Acople	5,280	8,840	3,560	0,178	2,94	13
	P33	Tramo de tubería	2,010	3,000	0,990	0,050	0,42	32
	P34	Codo 90 normal	2,150	4,090	1,940	0,097	0,71	15
	P49	Tramo de tubería	2,240	3,000	0,760	0,038	0,42	48
	P51	Te roscada	2,900	4,090	1,190	0,059	0,71	37
	P61	Tramo de tubería	2,220	3,000	0,780	0,039	0,42	46
	P68	Codo 90 normal	2,030	4,090	2,060	0,103	0,71	13
	P69	Codo 90 normal	2,120	4,090	1,970	0,099	0,71	14
Tubería de vapor al Tanque de Agua caliente	P10	Tramo de tubería	2,810	3,700	0,890	0,045	1,68	25
	P12	Codo de 90 normal	3,560	7,140	3,580	0,179	1,99	9
	P15	Tramo de tubería	3,130	3,700	0,570	0,028	1,68	51
	P21	Tramo de tubería	3,060	3,700	0,640	0,032	1,68	43
	P23	Tramo de tubería	3,160	3,700	0,540	0,027	1,68	55
	P25	Tramo de tubería	3,180	3,700	0,520	0,026	1,68	58
	P41	Te roscada	3,940	7,140	3,200	0,160	1,99	12
	P43	Tramo de tubería	3,040	3,700	0,660	0,033	1,68	41
P45	Codo de 90 normal	3,240	7,140	3,900	0,195	1,99	6	

Tabla 12. (Continuación)

Tubería de Retorno de Condensado	P1	Tramo de tubería	2,090	3,700	1,610	0,081	0,84	16
	P4	Tramo de tubería	1,990	3,700	1,710	0,085	0,84	13
	P13	codo de 90 normal	3,020	4,980	1,960	0,098	1,10	20
	P15	codo de 90 normal	3,060	4,980	1,920	0,096	1,10	20
	P16	Tramo de tubería	1,400	3,700	2,300	0,115	0,84	4
	P31	Tramo de tubería	1,400	3,700	2,300	0,115	0,84	4
	P34	Tramo de tubería	1,400	3,700	2,300	0,115	0,84	4
	P37	codo de 90 normal	2,910	4,980	2,070	0,103	1,10	17
	P38	Tramo de tubería	2,100	3,700	1,600	0,080	0,84	16
	P41	Tramo de tubería	2,170	3,700	1,530	0,076	0,84	17
Tubería de vapor de las Lavachatas	P3	codo de 90 normal	2,770	7,140	4,370	0,219	1,99	3
	P7	Tramo de tubería	2,760	3,700	0,940	0,047	1,68	23
	P11	codo de 90 normal	2,860	7,140	4,280	0,214	1,99	4
	P12	Tramo de tubería	2,990	3,700	0,710	0,035	1,68	37
	P14	Tramo de tubería	2,790	3,700	0,910	0,046	1,68	24
	P27	Tramo de tubería	2,900	3,700	0,800	0,040	1,68	31
Tubería de vapor e interior de Esterilización	P4	Codo de 90 normal	3,700	7,140	3,440	0,172	1,99	10
	P7	Codo de 90 normal	3,460	7,140	3,680	0,184	1,99	8
	P14	Tramo de tubería	3,300	3,700	0,400	0,020	1,68	81
	P35	Tramo de tubería	3,430	3,700	0,270	0,013	1,68	130
	P41	Tramo de tubería	3,000	3,700	0,700	0,035	1,05	56
	P45	Codo de 90 normal	4,840	7,140	2,300	0,115	1,99	25
	P49	Te roscada	2,210	7,140	4,930	0,246	1,99	0,88
	P50	Tramo de tubería	2,330	3,700	1,370	0,069	0,42	28
	P52	Codo de 90 normal	5,350	7,140	1,790	0,090	1,99	38
	P59	Codo de 90 normal	3,570	7,140	3,570	0,179	0,71	16
	P60	Tramo de tubería	1,950	3,000	1,050	0,052	0,42	29
P61	Te roscada	3,600	4,090	0,490	0,025	0,71	118	

Fuente: Autores

5.5 Tipos de falla potenciales identificadas

Después de observar y comparar los espesores nominales con el espesor encontrado por el método de ultrasonido, además de tener en cuenta los 20 años, tiempo durante el cual la tubería así como la caldera han estado en constante servicio, se determina que las principales fallas potenciales encontradas son: corrosión por cavitación, corrosión por erosión y corrosión por humedad atmosférica.

5.5.1 Causas de las fallas potenciales identificadas. Los fenómenos de cavitación producen la implosión de burbujas en la superficie del metal. Aparecen como

consecuencia de procesos de ebullición o salida de gases, como consecuencia de cambios bruscos de presión.

La corrosión por erosión se produce por una combinación entre la acción del ataque químico y la abrasión mecánica, como consecuencia del movimiento del fluido, en nuestro caso específico vapor condensado.

5.5.2 *Factores que causan las fallas potenciales identificadas.* Dentro de los factores que contribuyen al deterioro de las fallas potenciales se pueden mencionar:

a. Factores naturales. A éste tipo se pueden asociar eventos tales como movimientos de tierra, cambios intempestivos de clima que pueden provocar corrosión en zonas expuestas sin protección alguna.

b. Factores mecánicos. Dentro de éste criterio se considera eventos tales como el mal funcionamiento de válvulas, acoples provocados por desgaste o fatiga del material, además del inadecuado mantenimiento de las tuberías.

c. Factores humanos. Eventos asociados a actividades inadecuadas por parte del operador durante el funcionamiento, o acción de terceros que provoquen actos de vandalismo, entre otros.

d. Factores corrosivos. A esta situación se asocian eventos por acción de la corrosión. De acuerdo a los datos evaluados se encontró que en la mayoría de tuberías y accesorios la causa más común es la corrosión.

5.5.3 *Efecto de las fallas potenciales identificadas.* La mayoría de los efectos de las fallas potenciales son el resultado del arrastre de partículas presentes en el líquido del condensado de vapor, éstas partículas son abrasivas producto de la degradación del interior de la tubería, generando un fluido altamente corrosivo y un flujo turbulento producto del desalineamiento de las tuberías secundarias de distribución, produciendo así el desgaste de la capa protectora del interior de la tubería, otro factor influyente es la generación de hidrógeno producto del valor del pH del agua, generando burbujas de

hidrógeno que al incrementar la temperatura de la línea de vapor se produce el desprendimiento de las burbujas con una cierta cantidad de material degradado.

Concluyendo que después de un tiempo determinado se puede fracturar o fisurar el material según el valor de espesor que se encuentra en la medición. Un efecto de la falla presente se debe a la degradación que se produce por la reducción de la sección de la tubería donde se aumenta la presión del fluido, generando turbulencia del fluido que al chocar contra la pared interior de la tubería genera un gran presión de colapso, reduciendo así la capa protectora de la pared de la tubería y produciendo la degradación del material en los puntos de colapso, también se genera por los cambios bruscos de la dirección del fluido en los codos.

5.6 Prevención de las fallas potenciales identificadas

5.6.1 *Riesgos de las fallas potenciales.* Los riesgos de las fallas potenciales producen las consecuencias de las fallas potenciales y éstas se deben a:

- Riesgo por fugas de vapor:
- Quemaduras de primer, segundo y tercer grado. Produce sitios inseguros como piso resbaladizos.
- Produce alteraciones a las normativas seguridad e higiene industrial. Paros imprevistos.
- Pérdidas económicas. Riesgos por daños ambientales.
- Produce alteraciones a las normativas ambientales municipales vigentes. Daños a las normativas de calidad del producto.
- Influencia para el calentamiento global.

5.6.2 *Medidas de prevención de fallas potenciales en tuberías.* Para combatir la corrosión externa en la tubería, se utiliza aislamiento térmico procurando mantener la superficie seca y libre de humedad, mientras que para combatir la corrosión interna se procura en lo posible transportar un vapor 100% seco sin impurezas, esto se logra por medio de filtros y trampas de vapor atrapando el condensado e impurezas, y evitando

que éstos sean arrastrados por la superficie interna de los accesorios y tubos causando corrosión y rayaduras en el metal.

5.6.2.1 *Medidas de prevención para el control de la corrosión por cavitación.* Para prevenir la corrosión por cavitación se debe:

- Realizar una mayor frecuencia de inspección de la trampa de balde invertido de vapor a fin de contrarrestar el golpe de ariete del sistema.
- Realizar la apertura y cierre de la válvula de control de forma lenta a fin de evitar el golpe de ariete.
- En lo posible evitar la reducción de la sección de la tubería en puntos de la línea de distribución secundaria de vapor.
- Revisar periódicamente los apoyos y soportes de todas las líneas de distribución.
- Tener encendido el caldero para evitar el condensado del vapor.

5.6.2.2 *Medidas de prevención para el control de la corrosión por erosión.* Las medidas preventivas para éste tipo de fallas son las siguientes:

- Revisión de funcionamientos de las trampas de sedimentación de vapor.
- Limpieza de los filtros de vapor.
- Realizar la revisión del tanque de almacenamiento de agua de ingreso a la caldera a fin de retirar partículas suspendidas y aceites.
- Evitar el desalineamiento de tuberías al instante de instalar tuberías secundarias de distribución para que no se produzca turbulencia en el fluido, debido al cambio del eje de circulación del fluido que conlleva el arrastre de partículas abrasivas.

5.6.2.3 *Medidas de prevención para el control de la corrosión atmosférica húmeda.* Éstas son algunas de las medidas preventivas que se deben aplicar:

- Evitar el ingreso de oxígeno al interior de la tubería, debido que éste incrementa la velocidad de corrosión.
- Evitar la caída de presión en el sistema que produce el incremento de la temperatura del sistema de distribución, generando la reducción de la humedad

relativa del medio que incrementa la velocidad de corrosión.

- Una medida de prevención para evitar la sobrepresiones del caldero, es la reducción o eliminación de incrustaciones de los tubos de fuego a través del tratamiento del agua de alimentación y control del buen funcionamiento de los ablandadores, los cuales permiten eliminar la dureza del agua.
- Colocar una válvula check en la salida, para evitar el ingreso de oxígeno.

5.6.3 *Medidas de prevención de fallas potenciales en la caldera.* Las medidas de prevención planteadas para la caldera se fundamentan básicamente en las fallas potenciales identificadas por medio de la inspección visual como son; corrosión por tensión y fragilidad, incrustaciones, corrosión por ácido sulfúrico y deterioro del material refractario.

5.6.3.1 *Medidas de prevención para el control de corrosión por fatiga y fragilidad.* Las medidas para prevenir la corrosión por fatiga y fragilidad se debe:

- Realizar un control del pH del agua para evitar la corrosión por acidez y corrosión por fragilidad lo que ocasiona grietas y fisuras en los puntos de unión.
- Realizar un re expandido de los tubos para evitar el sobrecalentamiento de los bordes por la alta temperatura de los gases de combustión.
- Controlar diariamente el calentamiento del agua de alimentación al caldero, antes de su ingreso para evitar choques térmicos en los materiales.
- Realizar un mandrilado adecuado de los tubos de manera que tenga una buena unión entre la placa tubular y los tubos a fin de evitar fisuras y fugas de agua.

5.6.3.2 *Medidas de prevención para el control de incrustaciones.* Para prevenir las incrustaciones se debe:

- Controlar con más frecuencia el tratamiento del agua de alimentación de los calderos para evitar el ingreso del agua dura y cruda.
- Purgar la caldera por lo menos tres veces al día para evitar la acumulación de sólidos disueltos, suciedad y otros materiales indeseables de la caldera.

5.6.3.3 *Medidas de prevención para el control de corrosión por ácido sulfúrico.* Las medidas preventivas que se deben aplicar son:

- Realizar una limpieza semestralmente de la pared del hogar y los tubos de fuegos para evitar la acumulación de hollín y depósitos de azufre producto de los gases generados de la combustión.
- Regular permanente la relación aire-combustible con el propósito de tener una buena combustión y evitar el exceso de oxígeno, el cual favorece a la oxidación de la superficie del metal.
- Corregir los puntos de goteo de agua para evitar reacciones químicas con los residuos de la combustión.

5.6.3.4 *Medidas de prevención para el refractario.* Para prevenir los daños en el material refractario se debe:

- Realizar la limpieza del hollín tratando de no golpear el material refractario.
- Realizar un encendido lento de la caldera después de que haya estado fuera de servicio para evitar fisuras en el material refractario por el choque directo de la flama producida por la combustión.
- Controlar las fugas de agua para evitar puntos calientes en ciertas partes del material, que conducen a fallas prematuras.
- Abrir las compuertas cuando el caldero esté completamente frío para evitar rajaduras del refractario y daños al metal por un enfriamiento rápido.

5.7 Procedimientos para mantenimiento

Con ayuda de la información inicial por parte del personal de mantenimiento del hospital del IEISS de la ciudad de Riobamba, en ésta fase se desarrolla un procedimiento para el mantenimiento preventivo y correctivo de las tuberías de vapor y agua caliente.

5.7.1 *Procedimiento de mantenimiento preventivo para tuberías de vapor.* Para el procedimiento de mantenimiento de las tuberías que conducen vapor es necesario establecer algunos pasos como:

- Permiso de trabajo.
- Apertura del personal.
- Ubicación del sistema de distribución de vapor.
- Señalización de las líneas de vapor.
- Medidas de seguridad.
- Condiciones ambientales de trabajo.
- Unidad de inspección.
- Reparación mecánica y aislamiento térmico.
- Actividades adicionales de mantenimiento.

5.7.1.1 *Permiso de trabajo.* El encargado de esta actividad es el departamento de mantenimiento, con el fin de autorizar las actividades de mantenimiento a efectuar en los generadores y líneas de distribución de vapor, esto rige tanto para el personal operativo y de mantenimiento propio del hospital, así como para el personal extraño que son contratados para realizar los trabajos de mantenimiento.

En nuestro caso, para efectuar los trabajos de inspección de espesores por ultrasonido en las líneas de vapor, fue autorizado por el departamento de mantenimiento a pedido de la Escuela de Ingeniería de Mantenimiento de la ESPOCH.

5.7.1.2 *Apertura del personal.* Ésta actividad se realiza en coordinación entre el personal del departamento de mantenimiento del hospital y las personas a cargo de realizar las inspecciones, con el propósito de establecer fechas y horas específicas de ingreso a las áreas en dónde se encuentran ubicados los generadores y líneas de distribución de vapor, a fin de efectuar los respectivos trabajos de mantenimiento.

5.7.1.3 *Ubicación del sistema de distribución de vapor.* En ésta parte consiste en ubicar todas las tuberías de distribución tanto principales como secundarias, las tuberías de retorno y todos los equipos y accesorios necesarios para el suministro de vapor a todas las instalaciones del hospital dónde se requieren. La ubicación del sistema se determina mediante un reconocimiento de las instalaciones con ayuda de los operadores y planos de instalación que existen en el departamento de mantenimiento del hospital.

5.7.1.4 *Señalización de las líneas de vapor.* Todas las tuberías de vapor deben tener etiquetas fácilmente visibles, de manera que se pueda identificar cada una de las diferentes líneas tanto de ida como de retorno y así efectuar de manera fácil su respectivo seguimiento desde el área generación y distribución hasta las diferentes áreas de consumo. El personal de mantenimiento es el encargado de verificar el estado de todas las etiquetas a lo largo de toda la red, en caso de no existir o estar en mal estado se debe proceder a colocar o realizar el cambio de etiquetas.

5.7.1.5 *Condiciones ambientales de trabajo.* El jefe de mantenimiento se encarga de indicar las presiones y temperaturas altas que se tienen en el área, condiciones de los pisos, si existe adecuada iluminación y ventilación, si se maneja productos inflamables, todo esto con el fin de que los inspectores y mantenedores tomen los implementos necesarios, para evitar accidentes y realizar en forma adecuada las diferentes actividades de mantenimiento.

5.7.1.6 *Medidas de seguridad.* El departamento de mantenimiento se encarga preservar la integridad física de los operadores y mantenedores, indicando las respectivas medidas de seguridad como el equipo de protección personal que se debe utilizar al momento de realizar cualquier actividad de mantenimiento como:

- Inspecciones de tuberías y sus accesorios.
- Reparaciones de fallas imprevistas.
- Inspecciones mediante END.

Debido a que se trabaja con temperaturas y presiones de vapor altas, tanto en el área de generación como en la red de distribución de vapor.

En caso de que se trate de personas profesionales que prestan sus servicios de mantenimiento al hospital, los mismos deben contar con sus propias medidas de seguridad, tomando en cuenta las condiciones en las que trabaja los equipos.

5.7.1.7 *Unidad de inspección.* La unidad de inspección se constituye de acuerdo a las partes que se va a inspeccionar, el tipo de falla que se desea encontrar y la o las personas encargadas a realizar las inspecciones.

Para nuestro caso la unidad de inspección lo constituyo el equipo de ultrasonido y dos personas encargadas de tomar las medidas de espesor (Autores de este proyecto). Las partes en dónde se tomaron las medidas de espesor fueron:

a. La pared. La pared de la tubería se inspeccionó exteriormente desde el suelo en las partes bajas y mediante una escalera en las partes altas, utilizando la inspección visual y el equipo medidor de espesores 45MG.

b. Los accesorios. Éstos se inspeccionaron exteriormente desde el suelo o mediante una escalera utilizando la inspección visual y el equipo medidor de espesores 45MG.

5.7.1.8 Reparación mecánica. Para determinar una reparación mecánica o renovar accesorios y tramos de tubería, se debe tomar en cuenta la velocidad de corrosión, el intervalo de inspección y el mínimo espesor permisible para una presión de operación máxima segura, según los criterios de las normas ASME B31G y API 570.

La pared de la tubería, se repara parchando los huecos o rellenando con soldadura en el caso de corrosión externa y cambiando los accesorios y/o tramos de red de tuberías cuando se trata de pérdida de espesor de pared causado por corrosión interna. Para la renovación total (cambio) de un accesorio o algún tramo de red de tuberías, se procede de la siguiente manera:

Primero, se debe suspender el flujo de vapor por medio de la válvula de compuerta en el distribuidor de vapor, dependiendo la línea que requiera ser mantenida, luego proceder a verificar la presión y evacuar el vapor restante. Finalmente se retira los partes afectadas y se coloca los nuevos accesorios o tuberías.

5.7.1.9 Actividades adicionales de mantenimiento. Las actividades adicionales de mantenimiento que se tomaron a cargo con la unidad de inspección es la medición de espesores en la tubería de agua caliente.

Otras actividades de mantenimiento fue la reposición del aislamiento térmico en los puntos dónde se realizó la medición de espesores.

Todas las áreas en donde se ejecuten trabajos de mantenimiento deben quedar en las más óptimas condiciones similares a las condiciones originales. Esto debe ser revisado y aprobado por el departamento de mantenimiento del hospital.

5.7.2 *Procedimiento de mantenimiento correctivo de tuberías de vapor.* La reparación y el mantenimiento de tuberías, accesorios y sus respectivos equipos que la conforman, son trabajos necesarios para mantener y restaurar un sistema de vapor en condición de operación segura.

Los procedimientos como cambios de tramos de tuberías, válvulas, codos, tees, aislamiento térmico, anclajes y soportes del sistema de tuberías, reparación de grietas, fisuras, huecos, entre otras, son algunas de las acciones empleadas para mantener una operación segura de una red de tuberías que conducen vapor.

Los factores que provocan problemas para el normal funcionamiento de las líneas que transporta vapor se detallan a continuación:

- La corrosión interna producida por el arrastre de condensado.
- Por la exposición al ambiente que provoca una corrosión externa.
- Corrosión producida por erosión y cavitación.
- Cambio de las propiedades del vapor con la temperatura de operación y la corrosividad presente.
- Condiciones de operación, constantemente o intervalos de tiempo.

5.7.2.1 *Reparación de tuberías de vapor.* Para reparaciones de las tuberías de vapor se seguirán los principios, recomendaciones y especificaciones técnicas del código de inspección API 570, ver capítulo IV.

5.7.2.2 *Reparación de accesorios.* Los accesorios que se deben reparar o cambiar son:

a. Codos y tees. El cambio o reemplazo de accesorios tales como codos y tees se realiza generalmente por pérdida de material por erosión, la cual es originada por la acción de numerosos impactos individuales de partículas sólidas y líquidas que arrastra el vapor,

especialmente sobre cualquier accesorio que cambie la dirección del flujo. Los cambios de accesorios también se deben a fallas por golpe de ariete, causado por el impacto del condensado que arrastra el vapor a altas velocidades, lo que provoca que los accesorios se puedan romperse súbitamente, con consecuente fuga de vapor vivo en la rotura, creando una situación peligrosa.

Los cambios de accesorios generalmente se realizan periódicamente por parte del personal de mantenimiento, para lo cual se debe:

- Suspender el flujo de vapor por medio de la válvula de compuerta en el cabezal de distribución de vapor.
- Verificar la presión y evacuar el vapor restante.
- Retirar los partes afectadas y colocar los nuevos accesorios utilizando las herramientas necesarias y adecuadas.

Para realizar mediciones de espesor, se debe tomar con especial atención al radio interior y exterior de codos y tees dónde la corrosión/erosión podría aumentar las velocidades de corrosión y provocar el daño de los mismos.

b. Trampas de vapor. La falla en la operación de las trampas de vapor puede detectarse por el ruido, una trampa que falla tiene un sonido continuo causado por fugas de vapor.

En el caso de detectar fugas de vapor o se sospecha de una mala descarga del condensado se procede a tomar las siguientes medidas correctivas:

- Desmontar las trampas de vapor y verificar el funcionamiento de sus elementos.
- Si es necesario desensamblar y examinar el estado de los asientos.
- Limpiar, reemplazar o reparar cualquiera de las partes dañadas.
- Utilizar equipo ultrasónico para pruebas de inspección de espesores.

Generalmente, las trampas de vapor deben ser reemplazadas cada 3 o 4 años. Cuando se reemplace las trampas, verificar que su dimensionamiento sea adecuado e igual a la original, para que cumpla con las condiciones de operación del sistema.

c. *Válvulas*. Cuando las válvulas son desmontadas y desarmadas para mantenimiento, el taller debe estar atento a cualquier patrón de corrosión o reducción de espesor, y si se observa éstos factores, se debe entregar esa información al inspector de mantenimiento. En general, para reparar válvulas se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Destapar la válvula, limpiar y examinar las partes internas para determinar la extensión del daño. Si el metal está corroído reemplace las válvulas por una nueva, caso contrario realice las siguientes tareas de mantenimiento.
- Quitar el vástago del sombrerete de la válvula y verificar si tiene picaduras en las partes donde van las empaquetaduras. Generalmente una ligera pulida con papel de lija fino es suficiente para dejar las superficies en buenas condiciones.
- Quitar la empaquetadura y limpiar la estopera.
- Limpiar interiormente el sombrerete de la válvula y todas sus partes eliminando el sucio y óxido existente.
- Reemplazar las empaquetaduras viejas por unas nuevas de calidad y de tamaño apropiado igual a las originales.
- Montar el disco en una prensa con la cara hacia arriba y proceder a limpiar la superficie afectada con un pedazo de lija extrafina montado sobre una herramienta plana, retirando la menor cantidad de metal que sea posible.
- Para eliminar grietas y rayaduras en los anillos del cuerpo de la válvula, se debe realizar un esmerilado con una piedra de esmeril suficientemente pequeña para permitir el esmerilado de todas las superficies. Efectuar la operación cuidadosamente evitando quitar una excesiva cantidad de metal.
- Después de esmerilado proceda a montar sobre el cuerpo a fin de probar el asiento de la válvula, si se obtiene un contacto continuo entre disco y los asientos de la válvula, se puede volver a reensamblada.
- Para reensamblar primero se debe insertar el vástago en el sombrerete de la válvula y luego ensamblar el cuerpo de la misma, levantando el disco para prevenir contactos con los asientos.
- Finalmente apretar la junta de la tapa y asegurar todas sus partes.
- Chequear siempre las válvulas después de ponerlas en servicio.
- El cambio de las válvulas se debe realizar de 3 a 4 años.

Si se sabe o se sospecha que las válvulas están siendo expuestas a corrosión o erosión, las lecturas de espesor deben ser tomadas entre los asientos, puesto que ésta es un área de alta turbulencia y alta tensión.

d. Aislamiento térmico. El procedimiento para reparaciones o reemplazos de los aislamientos consiste en inspeccionar periódicamente los tramos de aislamiento dañados o deteriorados, esto es necesario especialmente después de que se ha retirado tramos de aislamiento para reparar fugas de vapor y en las áreas en dónde se han efectuado otros trabajos de mantenimiento como inspecciones mediante END.

El material que se utiliza son las cañuelas de fibra de vidrio con un revestimiento de lámina de aluminio, esto con el propósito de evitar pérdidas de calor hacia el ambiente y el deterioro de los diferentes componentes debido a la humedad y corrosión atmosférica externa, que existe en las líneas de distribución de vapor y retorno de condensado.

Tabla 13. Características y espesores recomendados del aislamiento térmico

D. de la tubería (in)	Espesor del aislante (in)	Material	Lámina de aluminio
1	1	Cañuela de fibra de vidrio	Calibre 25 (2mm)
1 ½	1		
2	1		
2 1/2 a 8	1 ½		
10	2		

Fuente: Autores

Por último las colchas aislantes desmontables, retiradas por cualquier tipo de mantenimiento volverán a colocarse sobre los tramos de tuberías y/o accesorios, mientras que las que se encuentren en mal estado deberán ser corregidas. Como regla, los últimos trabajos de mantenimiento que se realizan son la reparación, reemplazo o reinstalación de los aislamientos.

5.8 Inspección y mantenimiento en las tuberías de vapor en base a medición de espesores

A continuación se resume la inspección realizada en las tuberías de distribución de vapor en base a medición de espesores, la cual se ejecutó de la siguiente manera:

Como primera parte de la inspección, se procedió a identificar las líneas que distribuyen el vapor para los diferentes usos tales como: líneas de vapor para el calentamiento de agua, cocina, lavandería, lavachatas y esterilización (ver Figura 38).

Figura 38. Identificación de las líneas de distribución de vapor



Fuente: Autores

Después, se procedió a realizar el respectivo seguimiento de cada una de las tuberías desde su distribución hasta los diferentes equipos de consumo, en éste proceso además se determinó los diferentes puntos de medición de espesores tanto en la pared de la tubería como es sus respectivos accesorios.

Figura 39. Seguimiento de las tuberías de vapor



Fuente: Autores

Se procedió después a retirar el aislamiento térmico que recubre a las tuberías y sus respectivos accesorios, solo de los puntos determinados a efectuar las mediciones de espesores (ver Figura 40).

Figura 40. Extracción del aislamiento en los puntos determinados



Fuente: Autores

Luego, se procedió a limpiar el polvo y en algunos casos el óxido y residuos de aislamiento que se encontraban incrustados sobre la superficie externa de las áreas determinadas a realizar las mediciones de espesor.

Figura 41. Limpieza del exterior de los puntos determinados



Fuente: Autores

Después de tener una superficie exterior limpia, se procedió a realizar la toma de medidas de espesores, llevando un registro adecuado de los mismos.

Figura 42. Medición de espesores



Fuente: Autores

Por último, después de tomar las medidas de espesores en los puntos críticos seleccionados se realizó la limpieza del acoplante con ayuda de un paño de limpieza y la respectiva colocación de los aislamientos térmicos sujetándolos con cinta de embalaje.

Figura 43. Colocación de los aislamientos



Fuente: Autores

Con los datos que se obtuvieron, se realizó el análisis del reporte de inspección para determinar que partes de la red de tuberías necesitan reparación.

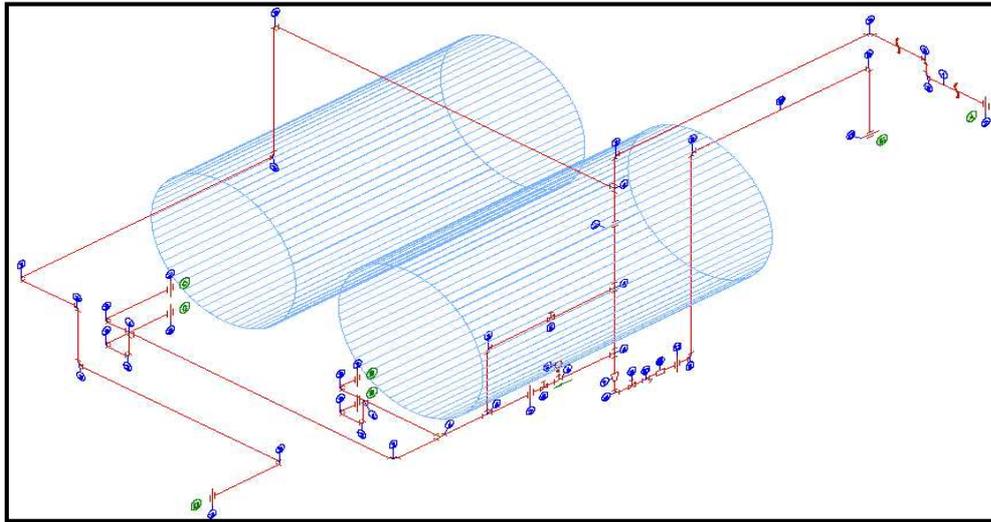
Para la inspección mediante ultrasonido, el cual corresponde a la toma de medidas de espesores de la pared de las tuberías y sus accesorios, se tomó en cuenta la ubicación de la red de tuberías que se encuentra en el hospital del IESS de la ciudad de Riobamba cuyas especificaciones técnicas se muestran a continuación:

- Tipo de tubería: Sin costura.
- Material: Acero al carbono ASTM A53 Gr. B
- Cédula: SCH 40
- Dimensiones:
- Longitud: 5.8 m.
- Diámetro nominal: 1/2, 3/4, 1, 1-1/2, 2, 4 in.

5.8.1 *Medición de espesores.* A continuación se detalla cuantos y en qué lugar del hospital del IESS de la ciudad de Riobamba se tomó los datos de medición de espesores, así como también cuántos de éstos fueron evaluados de acuerdo a los parámetros establecidos por ASME B31G y API 570.

5.8.1.1 *Tubería de vapor para agua caliente.* En la tubería que conduce vapor para el calentamiento de agua, se midieron los espesores en 49 puntos de los cuales fueron 6 puntos evaluados, en donde existió mayor reducción de espesor en comparación con su valor de espesor nominal.

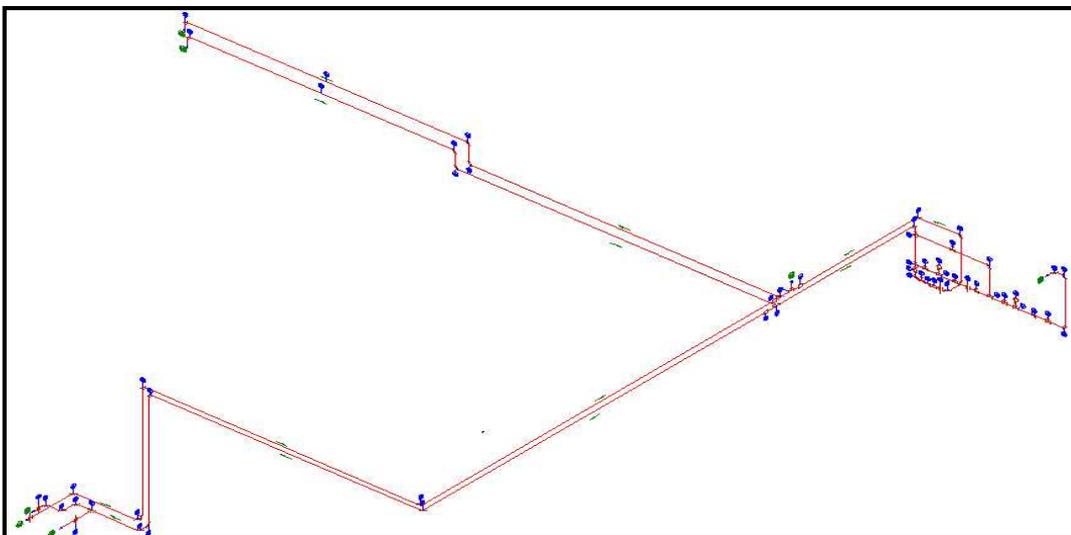
Figura 44. Isométrico de la tubería de vapor y tanques de agua caliente



Fuente: Departamento de mantenimiento hospital IESS

5.8.1.2 *Tubería de vapor para el área de cocina.* Para la tubería que conduce vapor hacia el área de cocina, se midieron los espesores en 56 puntos empezando en el interior de la sala de máquinas hasta llegar al interior de la cocina, en donde se evaluaron 12 puntos por tener un espesor reducido considerable (ver Figura 45).

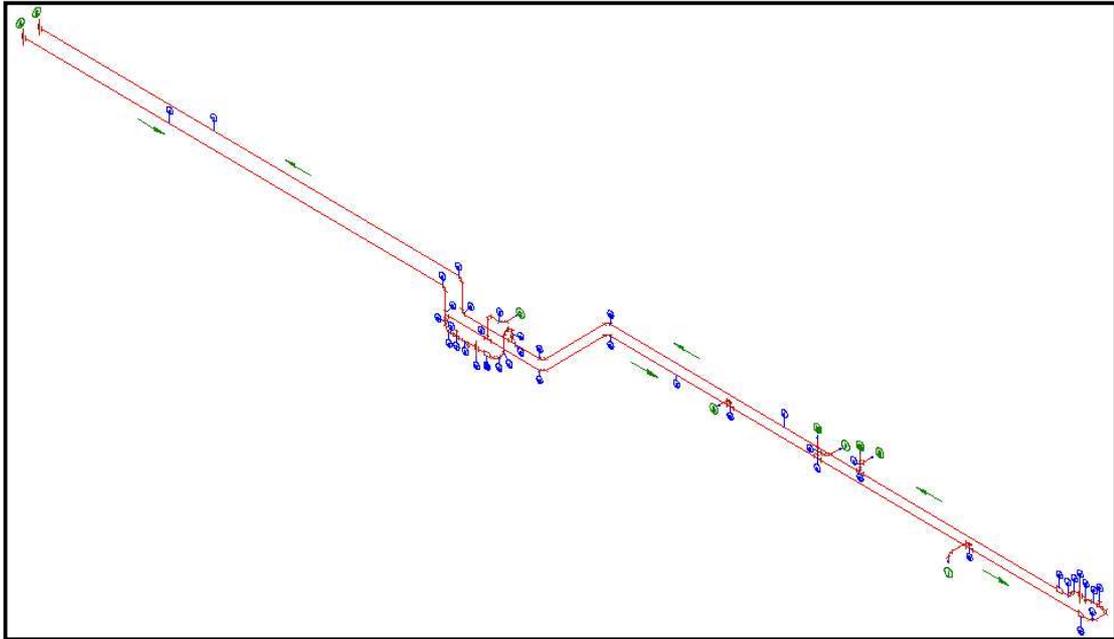
Figura 45. Isométrico de la tubería de vapor para la cocina



Fuente: Departamento de mantenimiento hospital IESS

5.8.1.3 *Tubería de vapor para el área de lavandería.* En la tubería principal que conduce vapor hacia el área de lavandería y su interior, se midieron los espesores en 72 puntos y se evaluaron 14 puntos (ver Figura 46).

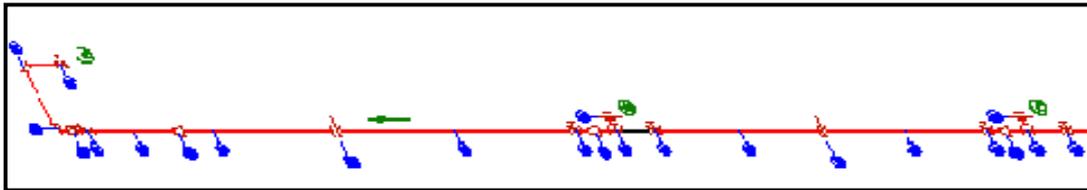
Figura 46. Isométrico de la tubería de vapor para la lavandería



Fuente: Departamento de mantenimiento hospital IESS

5.8.1.4 *Tubería de vapor para el área de lavachatas.* Para la tubería que conduce vapor hacia el área de lavachatas, se midieron los espesores en 27 puntos y se evaluaron 6 puntos de inspección (ver Figura 47).

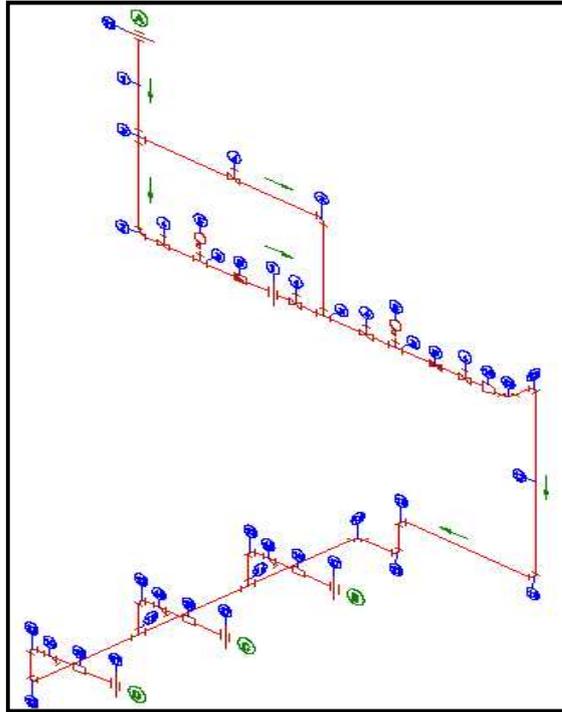
Figura 47. Isométrico de la tubería de vapor para las lavachatas



Fuente: Departamento de mantenimiento hospital IESS

5.8.1.5 *Tubería de vapor para el área de esterilización.* Para la tubería que conduce vapor hacia el área de esterilización así como también en el interior, se midieron los espesores en 63 puntos, evaluando 12 puntos los cuales presentaban una marcada reducción de espesor (ver Figura 48).

Figura 48. Isométrico de la tubería de vapor para esterilización

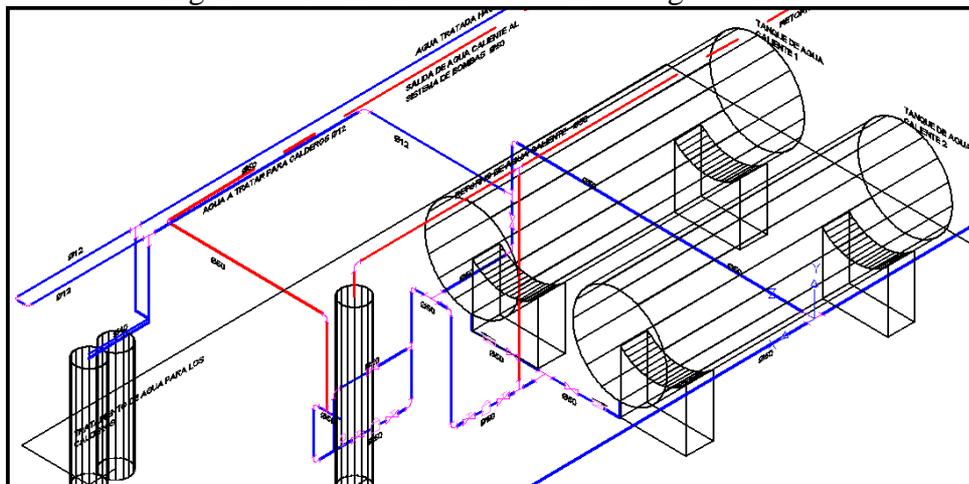


Fuente: Departamento de mantenimiento hospital IESS

5.8.1.6 *Tubería de retorno de condensado.* En la tubería de retorno de condensado, se midieron los espesores en 49 puntos, de los cuales fueron evaluados 10 puntos.

5.8.1.7 *Tubería de hierro galvanizado.* Para el caso de la tubería de hierro galvanizado empleada para la conducción de agua caliente, se midieron los espesores en 34 puntos de los cuales se evaluaron 6 puntos de inspección.

Figura 49. Isométrico de la tubería de agua caliente



Fuente: Departamento de mantenimiento hospital IESS

Para cada parte inspeccionada de las tuberías, se determinó el menor valor, los mismos que son presentados en el informe correspondiente.

Las figuras representan los planos respectivos de cada línea de vapor con sus respectivos puntos de medición.

5.8.1.8 *Reporte fotográfico de la medición de espesores*

Figura 50. Inspección de las líneas de vapor



Fuente: Autores

Figura 51. Toma de medidas de espesores



Fuente: Autores

Figura 52. Corrosión externa presente en las tuberías y accesorios



Fuente: Autores

5.9 **Inspección y mantenimiento en las partes de la caldera en base a medición de espesores**

5.9.1 Inspección visual. La inspección visual de la caldera se realizó en las partes externas e internas que se mencionan a continuación:

Tabla 14. Defectos encontrados en las partes de la caldera

Partes inspeccionadas	Defectos visibles
Cuerpo Horizontal exterior	Corrosión
Tubos de fuego	Corrosión e incrustaciones
Refractarios	Deterioro
Espejos	Corrosión
Hogar	Corrosión

Fuente: Autores

5.9.1.1 Resultados de la Inspección visual externa. Se efectuó la inspección visual externa de la caldera encontrándose lo siguiente:

El cuerpo de la caldera se encuentra en condiciones óptimas, no presenta corrosión externa significativa, ni daños mecánicos externos que comprometan la integridad del equipo en servicio.

a. Cuerpo de la caldera. El recubrimiento del cuerpo de la caldera inspeccionado se encuentra en buen estado. No existe pérdida localizada de recubrimiento, agrietamiento o abombamiento de la envoltura.

Figura 53. Cuerpo del caldero



Fuente: Autores

5.9.1.2 Resultados de la Inspección visual interna. La inspección interna de la caldera en el lado de fuego se realizó bajo las normas de seguridad. Se contó con el apoyo de

los ingenieros mecánicos quienes prestan sus servicios profesionales al hospital del IESS, como también de los operadores y encargados de mantenimiento de la sala de máquinas de dicho hospital.

La inspección visual interna en el lado de fuego produjo los siguientes resultados:

a. Hogar. En las paredes internas del hogar en el lado de fuego se encontró áreas corroídas por la oxidación del metal, debido a la presencia de ácido sulfúrico el cual se produjo por la reacción ácida entre la presencia de humedad, oxígeno y el azufre producido por los gases de combustión. Éste ácido sulfúrico es altamente corrosivo que provoca el desprendimiento del metal y por ende la disminución del espesor de la pared del hogar y se le puede evidenciar por tener un color amarillento.

Figura 54. Hogar de la caldera



Fuente: Autores

b. Espejo. En las placas o espejos se encontró corrosión en todas las zonas debido a la oxidación del metal provocado por el ácido sulfúrico, principalmente en la parte de alta temperatura que es el segundo paso de los gases calientes. Además existe presencia de depósitos o incrustaciones entre la placa tubular y los tubos de fuego ocasionada por la presencia de agua, más la alta temperatura que a su vez también ocasionaron choques térmicos que tienden a deformar los espejos, todo esto se produjo debido a un mal contacto entre la placa tubular (espejo) y los tubos de fuego permitiendo la presencia de agua en el lado de fuego.

La presencia de ácido sulfúrico se puede apreciar por tener un color amarillo mientras que las incrustaciones tienen un color blanco.

Figura 55. Espejo de la caldera



Fuente: Autores

c. Tubos de fuego. Los extremos de los tubos de fuego presentan serios daños de pérdida de metal por corrosión a causa de depósitos de ácido sulfúrico e incrustaciones por la humedad del agua presente en la zona de fuego, la presencia de agua en esta zona se debe a un defectuoso mandrilado por parte de las personas que hicieron el cambio de los tubos, lo que provocó el sobrecalentamiento y choques térmicos por la alta temperatura de los gases calientes, haciendo que el metal se vuelva frágil y pierda sus características de resistencia, acabando drásticamente con los bordes de los tubos.

Las incrustaciones alrededor de la unión entre el espejo y el tubo, se identifican por tener un color blanco, también se puede notar los bordes disperejos de los tubos por la pérdida de metal ocasionado por choques térmicos (ver Figura 56).

Estos tipos de problemas que se presentan en la unión entre la placa tubular y los tubos de fuego, son los más críticos debido a que reducen la eficiencia de la caldera.

Figura 56. Tubos de fuego de la caldera



Fuente: Autores

d. Refractario. El material refractario se encuentra deteriorado debido a la presencia de agua que al combinarse con la alta temperatura que recibe por parte de la llama o gases muy calientes de la combustión, provocó que el cemento refractario se vaya despedazando poco a poco, también se presentan daños de los aislamientos y sellos térmicos a causa de la humedad.

Los pedazos del material refractario deteriorado, pertenecen a la compuerta posterior de la caldera y tienen un color blanco y amarillento.

Figura 57. Refractario deteriorado de la caldera



Fuente: Autores

5.9.2 *Inspección por ultrasonido mediante medición de espesores.* La medición de espesores en las partes determinadas de la caldera no se pudo efectuar, debido a que la caldera se encontraba en operación y la toma de medidas de espesores de sus partes

internas solo se puede hacerlo en frío y con la caldera destapada para tener el respectivo acceso a sus partes. A pesar de que la caldera fue destapada para trabajos de mantenimiento no se pudo realizar la medición de espesores, ya que el tiempo de paro fue muy corto y solo podían intervenir el personal técnico contratado por el hospital, quienes tenían como propósito realizar las respectivas actividades de mantenimiento para la cual fue destapada la caldera. Sin embargo se aprovechó ese tiempo en que se destapó la caldera para realizar la inspección visual que es parte muy importante para efectuar las mediciones de espesores, además se planteó el respectivo procedimiento para medición y evaluación de espesores de acuerdo a las respectivas normas y códigos que rigen el diseño y mantenimiento de la caldera, como son el ASME sección VIII. División 1 y 2, ASME sección I y API 510.

5.10 Tareas de mantenimiento preventivo y correctivo de fallas potenciales identificadas

En esta fase y con ayuda de la información inicial por parte del personal de mantenimiento del hospital, se realiza la lista de trabajos preventivos y correctivos a ejecutarse en las líneas de distribución de vapor (ver Tabla 15).

5.11 Propuesta de mejoras al departamento de mantenimiento del IEES

De acuerdo con los resultados obtenidos de la evaluación de los espesores medidos por ultrasonido en las tuberías de distribución de vapor, se propone al departamento de mantenimiento del hospital, tomar las acciones preventivas (ver Tabla 15) que ayuden a un mejor control o disminución de la corrosión en el sistema de tuberías y sus accesorios, tanto interior como exterior, con el propósito de prevenir fallas prematuras del sistema, precautelar la seguridad humana y el ambiente.

Para la prevención de corrosión externa producto de la humedad y la atmósfera húmeda se debe revisar estado del aislamiento térmico de manera que se encuentre en buenas condiciones y protegiendo las paredes de la tuberías contra la oxidación de la superficie, esto a su vez evitará que se forme condensados en el interior de las tuberías por pérdida de calor, además se debe verificar fugas de vapor y goteo de condensado en las uniones

con codos, tees y acoples, con el propósito de evitar la formación de óxidos en las superficies externas.

Para la prevención de las fallas potenciales producto de la corrosión por erosión y cavitación se debe realizar un tratamiento adecuado del agua suministrada a la caldera, purgar los sedimentos del tanque de condensado, limpieza de los filtros de vapor, cierre y apertura de las válvulas de control de forma paulatina y verificación del funcionamiento adecuado de las trampas o purgadores de vapor, todo esto con el propósito de eliminar gases no condensables como el oxígeno y dióxido de carbono, además de evacuar las partículas abrasivas que son acarreadas desde la caldera junto con el flujo de vapor durante la circulación.

Para prevenir daños de codos y tees ocasionados por golpes de ariete, se debe realizar una purga adecuada y oportunamente de los puntos bajos del sistema, con el fin de evitar que el condensado se acumule en el interior de la tubería y sea arrastrado por el flujo de vapor. Después de las trampas debe instalarse una válvula de retención que impida el paso de condensado en sentido inverso.

Para prevenir las fallas por corrosión en el lado de fuego de la caldera se propone realizar un re expandido de los tubos, con el propósito de evitar la destrucción total de los bordes, fisuras en los espejos y destrucción del material refractario. El re expandido de los tubos debe realizarse por técnicos especializados que utilicen las herramientas adecuadas de acuerdo a los requerimientos de las normas de diseño.

Capacitar a los operadores y el personal de mantenimiento sobre el control y manipulación de los generadores y líneas de distribución de vapor a fin de que posean la capacidad de actuar rápidamente para solucionar fallas imprevistas.

Con la realización de éste trabajo, esperamos aportar al departamento de mantenimiento del hospital, con la identificación de las fallas potenciales y emitiendo criterios para reducir dichas fallas, el personal de mantenimiento está en la facultad de acatar o no nuestras recomendaciones, teniendo en cuenta la seguridad del personal que opera en la institución, además de preservar el buen estado del sistema de distribución de vapor.

Tabla 15. Tareas de mantenimiento

Tareas de mantenimiento preventivo				
N°	Partes	Tarea	Área responsable	Frecuencia
1	Tuberías de vapor	Verificar el estado de etiquetas.	Mtto.	Semanal
		Inspección del aislamiento térmico.	Mtto.	Semanal
		Inspección de fugas.	Mtto.	Diario
		Inspección de los anclajes y soportes.	Mtto.	Mensual
		Verificar vibraciones.	Mtto.	Mensual
		Inspección de condiciones ambientales.	Mtto.	Semanal
2	Accesorios y otros	Inspección de fugas en uniones, tees, codos y válvulas.	Mtto.	Diario.
		Inspección de trampas de vapor	Mtto.	Semanal
		Limpieza de los filtros.	Mtto.	Mensual.
		Inspección de las válvulas de control.	Mtto.	Diario
		Inspección de purgadores.	Mtto.	Semanal
		Limpieza de purgadores	Mtto.	Anual
		Inspección y ajuste de los manómetros.	Mtto.	Semanal
		Inspección del tanque de condensado y sus accesorios.	Mtto.	Mensual
		Inspección de los tanques ablandadores de agua y sus accesorios.	Mtto.	Diario
		Verificación del funcionamiento de las válvulas reductoras de presión y de control.	Mtto.	Mensual
		Verificar el funcionamiento de las válvulas de seguridad.	Mtto.	Semanal
Tareas de mantenimiento correctivo				
1	Tubería de vapor	Reparación o cambios del forro aislante.	Mtto.	Cuando exista desperfectos.
		Reparaciones temporales y permanentes con soldadura.	Mtto.	Cuando sea necesario y de acuerdo con API 570
		Reparaciones sin soldadura.	Mtto.	Cuando sea necesario y de acuerdo con API 570

Tabla 12. (Continuación)

2	Accesorios y otros	Reparación de trampas de vapor.	Mtto.	Cuando existe daños
		Cambio de trampas de vapor.	Mtto.	3 a 4 años
		Cambio de filtros.	Mtto.	Semestral
		Reparación de válvulas.	Mtto.	Cuando exista daños
		Cambio de empaques de los reguladores.	Mtto.	Cada año
		Cambio de válvulas.	Mtto.	3 a 4 años
		Cambio de codos, tees y acoples.	Mtto.	Anual
Medición de espesores				
1	Tubería de vapor	Medición de espesores de pared.	Mtto.	Anual
2	Accesorios	Medición de espesores en válvulas.	Mtto.	Anual
		Medición de espesores en trampas de vapor.	Mtto.	Anual
		Medición de espesores en codos, tees y acoples.	Mtto.	Semestral

Fuente: Autores

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

La caldera así como todas las tuberías del sistema de vapor se inspeccionaron de forma visual, determinando los puntos críticos de inspección y luego efectuando la medición de espesores mediante el equipo de ultrasonido 45MG, de acuerdo al procedimiento realizado en base a la norma ASTM E-797, la medición se la pudo realizar solamente en las tuberías puesto que las calderas funcionan los 365 días ininterrumpidamente y su temperatura hace que no se pueda acceder a la medición en las partes determinadas.

Se realizó la evaluación de los valores más relevantes de cada área, determinando la velocidad de corrosión, vida remanente y presión máxima de operación permisible para los defectos encontrados de acuerdo a las normas API 570 y ASME B31G.

Se determinó que aproximadamente un 8,7 % de los valores evaluados no necesitan ninguna acción y por lo tanto puede seguir en normal funcionamiento, 5,8 % de los puntos evaluados se encuentran en la segunda etapa cumpliendo la condición de $L_M > L_{adm}$ y por lo tanto las acciones que se debe ejecutar en estos son el de controlar la corrosión y el componente puede seguir tranquilamente en servicio y un 85,5% también se encuentran en la segunda etapa, pero la diferencia que en éstos puntos es necesario evaluar la presión máxima para los defectos encontrados.

Se realizó un informe técnico bajo los requerimientos de la norma ASTM E-797, con el que se garantiza el procedimiento de inspección realizada, y el mismo se entregó al departamento de mantenimiento del hospital IESS de Riobamba junto con las mediciones tomadas y evaluadas.

Se elaboró un cuadro de acciones preventivas y correctivas en base a las fallas potenciales presentes en los puntos críticos evaluados, con el fin de controlar el avance

progresivo de dichas fallas y reducir los riesgos ocasionadas por las mismas, también se realizó algunos procedimientos de mantenimiento preventivo y correctivo de las tuberías de vapor y sus accesorios para ejecutarlas de manera confiable y sin alterar la funcionalidad de los componentes.

6.2 Recomendaciones

Revisar el estado del aislamiento térmico, de manera que esté en buenas condiciones y protegiendo las paredes de las tuberías contra la oxidación de la superficie.

Realizar un tratamiento adecuado del agua suministrada a la caldera, purga de los sedimentos del tanque de condensado, limpieza de los filtros de vapor, cierre y apertura de las válvulas de control de forma paulatina y verificación del funcionamiento adecuado de las trampas o purgadores de vapor, todo esto con el propósito de eliminar gases no condensables como el oxígeno y dióxido de carbono, además de evacuar las partículas abrasivas que son acarreadas desde la caldera por el flujo de vapor.

Realizar un re expandido de los tubos de fuego, con el propósito de evitar la destrucción total de los bordes por choques térmicos y fisuras en los espejos por las incrustaciones.

Cambiar los tubos de fuego especialmente de aquellos cuyos bordes se encuentran fracturados y poseen un mandrilado defectuoso, con el propósito de dar una buena unión entre la placa tubular y los tubos, tratando de evitar así el goteo de agua y el pandeo de los espejos.

Realizar trabajos de mantenimiento correctivo de las partes de la caldera por personal técnico calificado en reparaciones de calderas y que sigan las especificaciones descritas del código de construcción del equipo, de manera que sus partes reparadas o cambiadas queden similares a las de diseño y así alargar la vida útil de los componentes.

Capacitar a los operadores y el personal de mantenimiento sobre el control y manipulación de los generadores y líneas de distribución de vapor, a fin de que posean la capacidad de actuar rápidamente para solucionar fallas imprevistas.

BIBLIOGRAFÍA

API 510. 2006. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration. [En línea] IHS, 06 de 2006. <http://www.search-document.com/pdf/1/norma-api-510.html>.

API 530. 1996. CALCULATION OF HEATER-TUBE THINCKNESS IN PETROLEUM. [En línea] 11 de 1996. [Citado el: 28 de 04 de 2014.] <http://es.scribd.com/doc/22651353/API-530>.

API 570. 2006. CÓDIGO DE INSPECCION PARA TUBERÍAS. [En línea] JUAN AGUILAR MENDOZA, 12 de 02 de 2006. [Citado el: 28 de 04 de 2014.]

ASME B31.G. 1991. MANUAL FOR DETERMINING THE REMAINING STRENGTH OF CORRODED PIPELINES. [En línea] 27 de 06 de 1991. <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/asme.b31g.1991.pdf>.

ASME SECCIÓN VIII. 2007. Boiler and Pressure Vessel Code. [En línea] ASME, 2007. <http://www.pdhcenter.com/>.

ASTM. 1995. ASTM E-797. Standar Practice for Measuring Thikchness by Manual Ultrasonic Pulse-Echo Contact Method. [En línea] 3 de 10 de 1995. [Citado el: 10 de 12 de 2013.]

BELZYT. 2010. Manual Introduccion a los END.pdf. [En línea] 01 de 06 de 2010. <http://www.sistendca.com/DOCUMENTOS/Manual%20Introduccion%20a%20los%20END.pdf>.

CUAUTITLÁN, Izcalli. 2010. Prueba de Ultrasonido. [En línea] 26 de 01 de 2010. http://olimpia.cuautitlan2.unam.mx/pagina_ingenieria/mecanica/mat/mat_mec/m6/PRUEBA%20DE%20ULTRASONIDO.pdf.

CUBICULO, Brider. 2009. Introducción a los ensayos no destructivos. *ebookbrowse.net*. [En línea] 19 de 06 de 2009. [Citado el: 24 de 08 de 2013.] Instituto Politécnico Nacional Culhuacan. <http://ebookbrowse.net/binder57-pdf-d52675892>.

GARCÍA, Oliverio. 2012. *Gestión moderna del mantenimiento industrial*. Primera. Bogotá : Ediciones de la U, 2012. pág. 170. Biblioteca de la facultad de mecánica de la ESPOCH. 978-958-762-051-1.

GÓMEZ de LEÓN, Eduardo. 2006. *Ultrasonido nivel II*. [ed.] Fundación confemetal. Primera. Madrid : Asociación española de ensayos no destructivos, 2006. pág. 204. Biblioteca de la facultad de mecánica de la UTA. 84-96169-92-8.

GUAMÁN, Noé. 2008. EL AGUA Y SUS EFECTOS-UNIVERSIDAD DE CUENCA. [En línea] 30 de 09 de 2008. [Citado el: 17 de 03 de 2014.] <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/819/1/tn208.pdf>.

KOHAN, Anthony. 2000. *Manual de calderas*. Barcelona : McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA, 2000. pág. 420. Vol. II. 0-07-036574-2.

- LÓPEZ, Gerardo. 2009.** La inspección y evaluación no destructiva por el método de ultrasonido en materiales y componentes. [En línea] 28 de 01 de 2009. [Citado el: 14 de 08 de 2013.] Instituto Politécnico nacional México D.F.. <http://itzamna.bnct.ipn.mx/dspace/bitstream/123456789/5033/1/147.pdf>.
- MARTÍNEZ, Félix. 2007.** INSPECCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE VAPOR. [En línea] 25 de 06 de 2007. [Citado el: 09 de 12 de 2013.] <http://saber.ucv.ve/jspui/bitstream/123456789/1962/1.pdf>.
- MEDINA, Diana Anabel. 2011.** MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO PARA UN CALDERO DE 120 HP. [En línea] 28 de 07 de 2011. [Citado el: 08 de 03 de 2014.] Tesis. Universidad Tecnica de Ambato. <http://repo.uta.edu.ec/bitstream/handle/123456789/299/t265id.pdf?sequence=1>.
- OLYMPUS. 2012.** *45 MG Medidor de espesores por ultrasonido.* [Documento] Quito, Pichincha, Ecuador : Woerd Avenue, 20 de 11 de 2012. DMTA-10022-01ES.pdf. DMTA-10022-01ES.
- PANCORBO, Francisco. 2011.** *Corrosión, degradación y envejecimiento de los materiales empleados en la edificación.* [ed.] Marcombo. Primera. Barcelona : CEDRO, 2011. pág. 594. 978-84-267-1576-0.
- PUENTES, Felipe. 2012.** DISEÑO DE PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MEDIANTE INSPECCION NDT. [En línea] 26 de 01 de 2012. [Citado el: 14 de 08 de 2013.] <http://bdigital.uao.edu.co/bitstream/10614/3245/1/TME00997.pdf>.
- RODRÍGUEZ, Mariana. 2010.** Diagnóstico de los niveles de corrosión externa en tuberías. [En línea] 04 de 02 de 2010. [Citado el: 27 de 09 de 2013.] Tesis. Universidad del Oriente. <http://www.repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/index.php/record/view/539076>.
- TURMERO, Rubén. 2011.** METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE CONTROL DE MEDICIONES DE ESPESOR. [En línea] 23 de 03 de 2011. [Citado el: 24 de 08 de 2013.] <http://www.monografias.com/trabajos-pdf4>.
- WEB, Empresas. 2013.** Los tipos de mantenimiento industrial. [En línea] 25 de 10 de 2013. [Citado el: 13 de 06 de 2014.] <http://www.webyempresas.com/los-tipos-de-mantenimiento-industrial-2-2/>.

