



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y  
MECÁNICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO  
MODIFICATIVO A LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO  
PARA EP-PETROECUADOR, ESTACIÓN DE BOMBEO N.-1 LAGO AGRIO,  
SEGÚN LA NORMA API 653”.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
MECÁNICO**

**GRANDA GARCIA VICENTE ALEJANDRO**

**DIRECTOR: ING. JUAN DIAZ**

**CODIRECTOR: ING. ANGELO VILLAVICENCIO**

**SANGOLQUI – JULIO 2014**

## **CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO MODIFICATIVO A LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO PARA EP-PETROECUADOR, ESTACIÓN DE BOMBEO N.-1 LAGO AGRIO, SEGÚN LA NORMA API 653”**, fue realizado en su totalidad por Vicente Alejandro Granda García, como requerimiento parcial para la obtención del título de Ingeniero Mecánico.

---

**Ing. Juan Díaz**

**DIRECTOR**

---

**Ing. Ángelo Villavicencio**

**CODIRECTOR**

Sangolquí, **2014 – 07 – 21**

## **AUTORIA DE RESPONSABILIDAD**

**YO, VICENTE ALEJANDRO GRANDA GARCIA**

### **DECLARO QUE:**

El proyecto **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO MODIFICATIVO A LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO PARA EP-PETROECUADOR, ESTACIÓN DE BOMBEO N.-1 LAGO AGRIO, SEGÚN LA NORMA API 653”**, ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan al pie de las paginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es completamente de mi autoría.

En virtud de esta declaración me responsabilizo del contenido total, veracidad y alcance científico del presente proyecto de grado.

---

Vicente Alejandro Granda García

## AUTORIZACIÓN

Yo, VICENTE ALEJANDRO GRANDA GARCIA

Autorizo a la UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE la publicación, en la biblioteca virtual de la institución del proyecto de grado titulado “**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO MODIFICATIVO A LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO PARA EP-PETROECUADOR, ESTACIÓN DE BOMBEO N.-1 LAGO AGRIO, SEGÚN LA NORMA API 653**”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusividad responsabilidad y autoría.

Sangolquí, 21 de Julio del 2014

---

Vicente Alejandro Granda García

## **DEDICATORIA**

### **A mi Amada Esposa e Hijo**

Quienes me han permitido estar junto a ellos viviendo esta vida llena de amor y siempre serán el motor de impulso para mis futuros proyectos.

### **A mis Queridos Padres**

Quienes me dieron la vida y se han sacrificado por mí día a día, para culminar con éxito esta etapa profesional.

### **A mis hermanos**

Quienes he visto en ellos un ejemplo de lucha y perseverancia para conseguir los éxitos que me he trazado.

### **A mis sobrinos**

Quienes verán en mí, que cualquier problema de la vida será resuelto siempre que tengamos fe en Dios y en uno mismo.

## **AGRADECIMIENTO**

A DIOS por iluminar la mente del Dr. Armando Camino, quien me pudo guiar al camino de la confianza y amor propio, gracias a las personas que siempre estuvieron a mi lado como son: Mi esposa (María Fernanda), mis padres queridos, mi hermana Maritza, mi Tía María Elena; quienes dejando a un lado su propio tiempo, con sus consejos y palabras llegaron a mi corazón para poder vivir esta nueva vida de amor propio.

A mis queridos amigos y excelentes seres humanos, los Ingenieros Juan Díaz y Ángelo Villavicencio; quienes supieron brindarme todos su apoyo, criterios y experiencia para la culminación de este proyecto de Tesis.

A los Ingenieros del Oleoducto Cesar Ramos y José Jaramillo, quienes me facilitaron toda la información requerida para el avance de cada capítulo de mi proyecto de Tesis.

No puedo olvidar de agradecer también a mis primos y primas; Irina, Karlita, Lucho, Félix, Carlos Rubén hoy profesionales, quienes en su momento; me asesoraron en algunas materias de la Carrera de Ingeniería Mecánica en la que ellos son especialistas.

## INDICE DE CONTENIDOS

<b>CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO</b>	ii
<b>AUTORIA DE RESPONSABILIDAD</b>	iii
<b>AUTORIZACIÓN</b>	iv
<b>DEDICATORIA</b>	v
<b>AGRADECIMIENTO</b>	vi
<b>INDICE DE CONTENIDOS</b>	vii
<b>INDICE DE TABLAS</b>	xxi
<b>INDICE DE FIGURAS</b>	xxii
<b>INDICE DE ECUACIONES</b>	xxvi
<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	xxvii
<b>ABSTRACT</b>	xxviii
<b>CAPITULO I</b>	<b>1</b>
<b>GENERALIDADES</b> .....	<b>1</b>
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	9
1.3 OBJETIVOS.....	10

1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	10
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
1.4 ALCANCE .....	11
1.5 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	12
1.5.1 VIABILIDAD ECOLÓGICA.....	12
1.5.2 VIABILIDAD DE SEGURIDAD.....	13
1.5.3 VIABILIDAD TÉCNICA .....	13
1.5.4 VIABILIDAD ECONÓMICA .....	14
1.5.5 VIABILIDAD LEGAL .....	14
1.5.6 VIABILIDAD DE CONTINUIDAD .....	15
<b>CAPITULO 2.....</b>	<b>15</b>
<b>MARCO TEORICO Y LEGAL.....</b>	<b>15</b>
2.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO .....	15
2.1.1 TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO .....	17
2.1.1.1 Empernados .....	17
2.1.1.2 Soldadura con planchas de acero .....	17
2.1.1.2.1 Techo fijo .....	17



2.2 PARTES DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE TECHO	
FLOTANTE .....	18
2.2.1 FUNDACIÓN .....	20
2.2.2 MEZCLADORES.....	20
2.2.3 SISTEMA CONTRA INCENDIOS .....	21
2.2.4 EMBOCADURA DE RECEPCIÓN Y DESPACHO DE PRODUCTO	21
2.2.5 FLOTADORES.....	22
2.2.6 TECHO FLOTANTE.....	22
2.2.7 SELLO DEL TECHO DEL TANQUE .....	23
2.2.8 SOPORTES DEL TECHO .....	23
2.2.9 VÁLVULAS DE PRESIÓN Y VACÍO.....	24
2.2.10 VENTEO .....	24
2.2.11 DESFOGUES O RESPIRADORES .....	25
2.2.12 BOCA DE AFORO .....	26
2.2.13 TUBO DE AFORO .....	26
2.2.14 PLATAFORMA DE AFORO.....	27
2.2.15 RADAR .....	28

2.2.16 VÁLVULAS .....	28
2.2.16.1 Válvula principal.....	29
2.2.16.2 Válvula de drenaje .....	29
2.2.17 ACTUADOR.....	30
2.2.18 SISTEMA DE DRENAJE DE AGUAS LLUVIA.....	30
2.2.18.1 Válvula de drenaje .....	31
2.2.18.2 Colectores.....	31
2.2.18.3 Bajantes (tubería) .....	32
2.2.18.4 Swivel (codo giratorio) .....	32
2.2.19 SISTEMA DE DRENAJE DE AGUA DE FORMACIÓN.....	33
2.2.20 VIGA DE BORDE O VIENTO .....	34
2.2.21 ACCESOS DE INSPECCIÓN Y LIMPIEZA .....	35
2.2.21.1 Escaleras .....	35
2.2.21.2 Gato (externa).....	36
2.2.22 CABLES A TIERRA .....	36
2.2.23 MANHOLES.....	36
2.2.23.1 Boca de sondeo (manhole en el techo) .....	37

2.3 PROCESO CONSTRUCTIVO .....	37
2.3.1 CÓDIGOS APLICABLES .....	38
2.4 SISTEMAS DE MANTENIMIENTO.....	39
2.4.1 INTRODUCCIÓN.....	39
2.4.2 DEFINICIÓN DEL MANTENIMIENTO .....	39
2.4.3 MISIÓN DEL MANTENIMIENTO .....	40
2.4.4 SISTEMAS DEL MANTENIMIENTO.....	41
2.4.4.1 Mantenimiento predictivo .....	41
2.4.4.2 Mantenimiento preventivo.....	42
2.4.4.3 Mantenimiento correctivo.....	42
2.4.4.4 Mantenimiento modificativo .....	42
2.4.5 NIVELES DE MANTENIMIENTO.....	44
2.4.5.1 Por la situación geográfica.....	44
2.4.5.2 Por el alcance de las acciones de mantenimiento .....	45
2.4.6 ESTRATEGIAS DEL MANTENIMIENTO.....	46
2.4.6.1 Mantenimiento proactivo.....	46
2.4.6.2 Mantenimiento productivo total (tpm).....	47

2.4.6.3 Mantenimiento centrado en la confiabilidad (rcm) .....	48
2.4.7.3.1 RCM a puntos .....	48
2.4.7.3.2 AMFE .....	50
2.4.7 FENÓMENO DE LAS FALLAS .....	52
2.4.7.1 Principales causas de las fallas .....	54
2.4.7.2 Código de fallas .....	56
2.4.8 GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO .....	58
2.4.8.1 Introducción .....	58
2.4.8.2 Previsión y planeación del mantenimiento .....	59
2.4.8.3 Integración y organización del mantenimiento .....	59
2.4.8.4 Dirección y ejecución del mantenimiento .....	60
2.4.8.5 Control de materiales y de calidad del mantenimiento .....	63
2.4.8.6 Indicadores para el control de gestión .....	65
2.4.8.6.1 Características de los índices .....	65
2.4.8.6.2 Cálculo de los índices para la evaluación de la gestión de mantenimiento .....	66
2.4.8.7. Auditoria del mantenimiento .....	70

2.4.8.7.1 La organización .....	70
2.4.8.7.2 Documentación de la gestión de mantenimiento .....	71
2.4.8.7.3 Planificación y programación .....	71
2.4.8.7.4 Seguimiento del trabajo .....	71
2.4.8.8 Datos de mantenimiento .....	72
2.5 TRIBOLOGÍA .....	77
2.6 MECÁNICA DE FLUIDOS.....	77
2.6.1 NÚMERO DE REYNOLDS .....	78
2.7 DESCRIPCIÓN DE LA NORMA API 653.....	80
2.8 DESCRIPCIÓN DE LAS NORMAS DE SISTEMAS DE GESTIÓN INTEGRAL: GESTIÓN DE CALIDAD, GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL, GESTIÓN SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL.....	83
2.9 LEGISLACIÓN ECUATORIANA .....	88
<b>CAPITULO 3.....</b>	<b>90</b>
<b>DIAGNÓSTICO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DEL SOTE .....</b>	<b>90</b>
3.1 INSPECCIÓN TECNICA.....	90
3.1.1 GENERALIDADES .....	90

3.1.2 CONSIDERACIONES PARA LA FRECUENCIA DE INSPECCIÓN .	90
3.1.3 REGISTROS.....	92
3.1.4 REPORTES .....	93
3.1.5 ENSAYOS NO – DESTRUCTIVOS .....	94
3.2 SOLDADURA.....	95
3.2.1 CALIFICACIÓN DE LA SOLDADURA .....	95
3.2.2 IDENTIFICACIÓN Y REGISTROS.....	96
3.3 DIAGNÓSTICO PARA EL SERVICIO.....	96
3.3.1 GENERALIDADES .....	96
3.3.2 TECHOS DE TANQUES.....	97
3.3.3 EVALUACIÓN DEL CUERPO .....	99
3.3.4 EVALUACIÓN DEL FONDO DEL TANQUE .....	101
3.3.5 EVALUACIÓN BASE DEL TANQUE .....	104
3.4 SELLOS DE UN TANQUE .....	105
3.4.1 REPARACIÓN O REEMPLAZO DE LOS SELLOS DEL TECHO FLOTANTE .....	105
3.5 CORROSIÓN Y PROTECCIÓN CATÓDICA .....	107

3.5.1 CORROSIÓN .....	107
3.5.2 PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO .....	109
3.6 RECUBRIMIENTOS .....	113
3.6.1 DEFINICIÓN .....	113
3.6.2 COMPONENTES.....	114
3.6.3 TIPOS DE RECUBRIMIENTOS.....	115
3.6.4 EVALUACIÓN DE LOS RECUBRIMIENTOS .....	116
3.6.5 INSPECCIÓN DE LOS RECUBRIMIENTOS .....	116
3.6.6 ESTUDIO DE ESPECIFICACIONES .....	117
3.7 SISTEMA CONTRA INCENDIO DE UN TANQUE.....	119
3.7.1 TECNOLOGÍA DE LA DETECCIÓN DEL INCENDIO.....	119
3.7.2 SISTEMAS DE EXTINCIÓN MEDIANTE ESPUMA.....	120
3.8 MARCACIÓN Y ARCHIVOS DE REGISTROS.....	120
3.8.1 PLACA DE DATOS.....	121
3.8.2 ARCHIVO DE REGISTROS .....	122
3.8.3 CERTIFICACIÓN.....	124

3.9 REVISIÓN DE LAS POLÍTICAS DE GESTIÓN .....	125
3.10 FUENTES DE INFORMACIÓN APLICABLES .....	126
<b>CAPITULO 4.....</b>	<b>129</b>
<b>DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE MANTENIMIENTO, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL.....</b>	<b>129</b>
4.1 DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO MODIFICATIVO .....	129
4.2 DISEÑO DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO-PREVENTIVO .....	133
4.2.1 DISEÑO DE AISLAMIENTO DEL SISTEMA .....	134
4.2.2 FLUIDOS .....	136
4.2.3 SISTEMAS ROTATORIOS .....	136
4.2.4 SISTEMAS ESTÁTICOS .....	136
4.2.4.1 Geometría.....	138
4.2.5 INSTRUMENTACIÓN .....	139
4.3 DISEÑO DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO-CORRECTIVO .....	141
4.3.1 FLUIDOS .....	141
4.3.2 SISTEMAS ROTATORIOS .....	142
4.3.3 SISTEMAS ESTÁTICOS .....	143



4.3.3.1 Mantenimiento de envolvente .....	143
4.3.3.2 Reparación o cambio de barandales .....	145
4.3.3.3 Reparación o cambio de escalera helicoidal.....	145
4.3.3.4 Reparación o cambio de mamparas de cámaras de espuma....	146
4.3.3.5 Reparación o cambio de la red de contra incendio .....	146
4.3.3.6 Reparación o cambio de tubo de anti rotación.....	147
4.3.3.7 Reparación de puertas y boquillas.....	148
4.3.3.8 Mantenimiento de cúpula flotante externa .....	151
4.3.3.9 Mantenimiento de cúpula flotante interna .....	155
4.3.3.10 Mantenimiento de cimentación y dique del tanque .....	156
4.3.4 INSTRUMENTACIÓN Y/O EQUIPOS.....	157
4.4 DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD.....	162
<b>CAPITULO 5.....</b>	<b>167</b>
<b>IMPLEMENTACIÓN Y VALIDACION DEL SISTEMA DE .....</b>	
<b>MANTENIMIENTO A LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO</b>	
<b>N.-1 EN LAGO AGRIO .....</b>	<b>167</b>
5.1 ASPECTOS A CONSIDERAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN .....	167
5.2 PLAN Y PROGRAMA DE IMPLEMENTACION .....	168

5.3 PROCESO TECNOLÓGICO DE LAS ACCIONES DE MANTENIMIENTO MODIFICATIVO .....	168
5.3.1 APERTURA DEL TANQUE .....	168
5.3.2 VENTILACIÓN DEL TANQUE .....	168
5.3.3 LIMPIEZA DEL TANQUE .....	169
5.3.3.1 Aislamiento del tanque .....	169
5.3.3.2 Extracción del producto contenido .....	171
5.3.3.3 Extracción de sedimento, agua, aceite .....	172
5.3.3.4 Transporte y disposición de los lodos aceitosos extraídos .....	172
5.3.3.5 Remoción de residuos en paredes, fondo y estructura .....	173
5.3.4 INSPECCIÓN TÉCNICA .....	174
5.3.4.1 Inspección desde el exterior del tanque .....	174
5.3.4.2 Inspección interna .....	176
5.3.5 INFORME TÉCNICO .....	176
5.3.6 ALTERACIONES DEL TANQUE .....	177
5.3.6.1 Soldadura .....	177
5.3.6.1.1 Ensayos y pruebas no-destructivos .....	177

5.3.6.1.2 Prueba hidrostática.....	181
5.3.6.1.3 Pruebas de fugas.....	181
5.3.6.2 Sand blasting.....	181
5.3.6.3 Pintura o recubrimiento.....	187
5.3.6.3.1 Preparación superficie.....	187
5.3.6.3.2 Aplicación recubrimientos.....	187
5.3.6.3.3 Fallas – defectos.....	188
5.4 VERIFICACIÓN (CHECKLIST) Y ACCIONES CORRECTIVAS/MODIFICATIVO.....	189
5.5 VALIDACIÓN DE RESULTADOS FUNCIONALES (CERTIFICACIÓN)	189
5.6 MODELO OPERATIVO DEL NUEVO SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO N.-1.....	190
<b>CAPITULO 6.....</b>	<b>1</b>
<b>ADICIONES AL SOFTWARE MAXIMO EXISTENTE EN EL SOTE.....</b>	<b>1</b>
6.1 ANÁLISIS DE REQUISITOS.....	1
6.2 ESPECIFICACIONES.....	1
6.3 DISEÑO Y ARQUITECTURA.....	2

6.4 PROGRAMACIÓN .....	2
6.5 PRUEBAS Y RESULTADOS .....	2
6.6 DOCUMENTACIÓN.....	2
6.7 MANTENIMIENTO DEL SOFTWARE.....	2
<b>CAPITULO 7.....</b>	<b>4</b>
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO .....</b>	<b>4</b>
7.1 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	4
7.2 ANÁLISIS FINANCIERO.....	4
7.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD .....	5
<b>CAPITULO 8.....</b>	<b>6</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>6</b>
8.1 CONCLUSIONES .....	6
8.2 RECOMENDACIONES .....	7

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Especificaciones de tanques y bombeo del SOTE .....	8
Tabla 2.1.- Por el alcance de las acciones de mantenimiento.....	41
Tabla 3.1 Espesores de la lámina anular del fondo (in).....	92
Tabla 3.2 Espesores de la lámina anular del fondo (in).....	104
Tabla 3.3 Potenciales (mV) de los metales respecto al electrodo de referencia de Cu/CuSO <sub>4</sub> .....	111
Tabla 4.1 Propiedades acústicas de algunos aceros .....	158
Tabla 4.2 Riesgos laborales en mantenimiento de tanques .....	162
Tabla 4.3 Monitoreo de gases .....	166
Tabla 5.1.- Programa de la implementación .....	168
Tabla. 7.1 Análisis Económico.....	4
Tabla. 7.2 Análisis Financiero.....	5
Tabla. 7.3 Análisis de Sensibilidad .....	5

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.- Tanque almacenamiento de petróleo .....	6
Figura 1.2.- Sistema de Oleoducto Transecuatoriano.....	7
Figura 1.3.- Perfil del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano.....	7
Figura 1.4.- Evolución del Mantenimiento.....	9
Figura 1.5. Diagrama Entrada – Salida (BLACK BOX) .....	10
Figura 1.6.- Diagrama Causa – Efecto (Espina de Pescado) .....	12
Figura 2.1.- Tanques de Almacenamiento .....	16
Figura 2.2.- Tanques de Techo Flotante (a) Externo ; (b) Interno.....	19
Figura 2.3.- Mezclador .....	20
Figura 2.4.- Sistema Contra Incendios.....	21
Figura 2.5.- Embocadura de Recepcion y Despacho.....	22
Figura 2.6.- Techo flotante sobre pontones cilíndricos .....	23
Figura 2.7.- Sellos de un tanque de techo flotante.....	23
Figura 2.8.- Válvulas de Presión y Vacío .....	24
Figura 2.9.- Sistema de Venteo .....	25
Figura 2.10.- Desfogues o Respiradores .....	26

Figura 2.11.- Boca de Aforo .....	26
Figura 2.12.- Tubo de Aforo .....	27
Figura 2.13.- Plataforma de Aforo.....	28
Figura 2.14.- Radar.....	28
Figura 2.15.- Válvula Principal .....	29
Figura 2.16.- Válvula de Drenaje .....	30
Figura 2.17.- Actuador .....	30
Figura 2.18.- Válvula de Drenaje .....	31
Figura 2.19.- Colectores .....	32
Figura 2.20.- Bajantes y Swivel (Codo Giratorio) .....	33
Figura 2.21.- Sistema de Drenaje de Agua de Formación .....	34
Figura 2.22.- Viga de Borde o Viento.....	35
Figura 2.23.- Escaleras.....	36
Figura 2.24.- Gato (Externa) .....	36
Figura 2.25.- Manholes .....	37
Figura 2.26.- Manhole en el Techo .....	37
Figura 2.27.- Situación geográfica tanque N.-3 .....	44

Figura 2.28.- Codificación fondo del tanque .....	57
Figura 2.29.- Flujo Laminar y Turbulento .....	80
Figura 2.30.- Modelo de Gestión de Calidad .....	85
Figura 2.31.- Modelo de Gestión Ambiental.....	86
Figura 2.32.- Modelo de Gestión en Riesgo Laboral.....	88
Figura 3.1.- Esquema celda de corrosión .....	108
Figura 3.2.- Esquema de los diferentes tipos de corrosión .....	109
Figura 3.3.- Esquema protección catódica.....	110
Figura 3.4.- Protección por corriente impresa .....	112
Figura 3.5.- Placa de identificación .....	122
Figura 3.6.- Formas de certificación para tanques de almacenamiento (para tanques reconstruidos según API 653).....	125
Figura 4.1.- Típicas Placas de Parches Soldadas en las Placas de Fondo del Tanque de Almacenamiento de Petróleo .....	132
Figura 4.2.- Aislamiento del sistema .....	135
Figura 4.3.- Medición de espesores por ultrasonido .....	158
Figura 4.4.- Medición externa de espesores en la envolvente.....	159
Figura 4.5.- Medición interna de espesores fondo del tanque .....	160



Figura 4.6.- Prueba de vacío al cordón de soldadura .....	161
Figura 5.1.- Limpieza de sedimentos en el interior del tanque.....	173
Figura 5.2.- Tipos de abrasivos.....	183

## INDICE DE ECUACIONES

Ecuación de Disponibilidad.....	61
Ecuación de Disponibilidad Inherente (Di).....	62
Ecuación de Mantenibilidad.....	63
Ecuación de Eficiencia total de equipos.....	63
Ecuación de rendimiento.....	64
Ecuación de Calidad.....	64

## RESUMEN EJECUTIVO

El mantenimiento y sobre todo la reparación de un tanque, son trabajos necesarios para conservar dispositivos de almacenamiento de grandes dimensiones en condiciones de operación segura y la importancia que se busca, brindar un mayor tiempo de vida útil (API 650 cada 20 años; API 653 cada 10 años) y se utilizara el método de las seis viabilidades llamado el diagrama de causa – efecto. Dentro de las seis viabilidades, la seguridad dentro de las instalaciones, personal y en los tanques de almacenamiento de petróleo; estará regida por normas técnicas internacionales las OHSAS 18001; el mantenimiento modificativo que es el conjunto de acciones que mejoran los aspectos operativos relevantes de un establecimiento tales como fiabilidad, mantenibilidad, seguridad; como objetivo principal, se utilizara la metodología de la norma API 653 y como normas técnicas adyacentes importantes se aplicaran ASME, ASTM, otras API y AWS.

Este trabajo se encuentra dentro de la Legislación Ecuatoriana y la implementación del plan de mantenimiento modificativo de los tanques de petróleo, tendrá la aprobación y supervisión de la ARCH, organismo que se encargará de la fiscalización y control de todas las actividades Hidrocarburifera de las Compañías Petroleras dentro del Ecuador.

**Palabras claves:** *MANTENIMIENTO API 653, FIABILIDAD API 653, MANTENIBILIDAD API 653, SEGURIDAD API 653, FISCALIZACIÓN API 653.*

## ABSTRACT

The maintenance and above all, the repair of a tank, they are necessary works to preserve the storage devices of large dimensions in safe operating condition and the importance of what we search, provide a longer service life (API 650 every 20 years, API 653 every 10 years) and in this degree thesis work; the method of six viabilities will be used, diagram of cause - effect.

Into the six viabilities, security on site, staff and the oil storage tanks; will be governed by international technical standards OHSAS 18001; the amending maintenance, which is the set of actions that improves the relevant operational aspects of an establishment such as reliability, maintainability, safety; as its main objective, the standard methodology of the API 653 will be used and as important adjacent technical standards will be applied ASME, ASTM, others API and AWS.

This work lies within the Ecuadorian Legislation and implementation of the amending maintenance plan of oil tanks. It has the approval and supervision of the Agency of Regulation and Hydrocarbons Control, agency responsible for the supervision and control of all hydrocarbons activities of the Oil Companies in the Ecuador.

**KEYWORDS: API 653 MAINTENANCE, API 653 RELIABILITY, API 653 MAINTAINABILITY, API 653 SAFETY, API 653 INSPECTION.**

## **CAPITULO I**

### **GENERALIDADES**

#### **1.1 ANTECEDENTES**

En el Ecuador, la era petrolera inicio con la perforación del primer pozo llamado Lago Agrio #1, en la concesión que el Consorcio Texaco-Gulf tenía en la Provincia de Napo, a finales de 1967. En la actualidad el Ecuador exporta 109'945.000 barriles hasta Septiembre del año 2013.

El petróleo es una sustancia aceitosa de color oscuro, que está formada básicamente por carbono e hidrogeno, por lo cual se le denomina hidrocarburo, aunque también se encuentran presentes en su composición el azufre y el nitrógeno. Este hidrocarburo se encuentra en estado líquido denominado crudo y estado gaseoso denominado gas natural.

El petróleo es un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo. La importancia del petróleo no ha dejado de crecer desde sus primeras aplicaciones industriales a mediados del siglo XIX, y ha sido el responsable de conflictos bélicos en algunas partes del mundo (Oriente Medio).

El petróleo es el motor del mundo. Gracias a este importante recurso se han podido desarrollar múltiples productos y casi todas las cosas que utilizamos en

la vida diaria provienen del petróleo, por lo que es el recurso no renovable más importante del país.

En el Ecuador, el cual basa su economía en el petróleo y es su mayor fuente de ingresos; por estas razones se debe cuidar este preciado recurso, desde su explotación de los pozos, hasta el transporte por tuberías hacia los tanques de almacenamiento y de éstos a las Plantas Industriales de Refinación (Esmeraldas, La Libertad, Parsons, Amazonas, las plantas Universal y Cautivo), y/o exportación (**160.000 bppd. y 109´945.000 barriles.**), que deben estar en perfectas condiciones gracias a un plan de mantenimiento.

El **17 de julio de 1970**, se firmó el contrato de construcción del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) con la compañía norteamericana William Brothers, contratista del consorcio Texaco – Gulf; la tubería del Oleoducto Transecuatoriano fue diseñado originalmente para transportar 400.000 bpd con un API de 30°, pero la capacidad de transporte instalada fue de 250.000 bpd y se aplicó una tarifa inicial por transporte de US\$ 0,24/barril.

El **26 de junio de 1972**, se inauguró el Oleoducto Transecuatoriano con una capacidad de transporte de 250.000 bpd para un crudo de 30 °API.; con la compra del 37,5% de los derechos y acciones de la Empresa Gulf, a comienzos de 1976, CEPE se convirtió en la accionista mayoritaria del consorcio CEPE-Texaco, con un total del 62.5% de derechos y acciones.

Esta nueva propiedad del Estado permitió elevar la producción de CEPE de 52.000 bpd. A 130000 bpd con lo cual el Estado dispuso, a esa fecha; la compra de acciones convirtió a CEPE en propietario del 50% de los derechos y acciones del Oleoducto Transecuatoriano, lo que le costó al Estado Ecuatoriano 274'030.000 de dólares, que fueron pagados de contado.

El **5 de marzo de 1987** ocurrió una erupción en el volcán El Reventador que destruyó la línea del SOTE en el sector de El Salado, por lo cual se construyó el oleoducto Lago Agrio –San Miguel para poder transportar crudo oriente a través del oleoducto Colombiano para las operaciones petrolíferas establecidas en el momento. El **14 de agosto del mismo año**, se reinicia el bombeo a través del SOTE, reparado por la empresa William Brothers. En este período que no operó el Oleoducto Transecuatoriano el país tuvo que importar crudo para consumo nacional desde Venezuela.

De acuerdo con el compromiso contractual con TEXACO, el SOTE debía ser revertido al Estado ecuatoriano a mediados de 1985, y ser operado por CEPE; Sin embargo por varias causas, esta acción se postergó hasta el **1 de marzo de 1986**, fecha en la cual el SOTE pasa a ser propiedad absoluta de CEPE.

La Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, se crea el **26 de Septiembre de 1989**, constituida por una Matriz, tres filiales permanentes: (PETROINDUSTRIAL, PETROCOMERCIAL,

PETROPRODUCCION) y tres temporales (PETROTRANSPORTE, PETROAMAZONAS Y PETROPENINSULA) encargadas de desarrollar las distintas fases de la industria petrolera nacional.

En virtud del contrato, la empresa Texaco continuó operando el oleoducto hasta el **30 de septiembre de 1989**, fecha en la que finalmente, Petrotransporte (filial temporal) asume la operación del SOTE.

El fin primordial de PETROTRANSPORTE era la operación del Oleoducto Transecuatoriano, en reemplazo de la ex operadora Texaco, y el **1 de octubre de 1989** esta filial asumió las operaciones del SOTE con personal ecuatoriano.

Mediante Decreto Ejecutivo No. 1863 expedido el 27 de septiembre de 1990, se estableció que con fecha **1 de julio de 1991**, la filial Petrotransporte se integre a Petrocomercial.

Posteriormente, el **21 de enero de 1994**, el Gobierno Nacional, mediante Decreto Ejecutivo No.1417, resolvió transferir las instalaciones del SOTE a Petroecuador Matriz, bajo la denominación de Gerencia de Oleoducto, decisión que fue publicada en el Registro Oficial # 364 de la misma fecha. Por último esta decisión se convalidó mediante Resolución del Directorio de Petroecuador No. 016, del **21 de marzo de 1994**.

**SITUACIÓN ACTUAL: con fecha 25/02/2014**

**Capacidad de bombeo:**



360.000 BPPD para crudo de 23.7 °API

390.000 BPPD para crudo de 23.7 °API, utilizando químico reductor de fricción.

**Capacidad de Almacenamiento:**

2'000.000 Barriles en Lago Agrio

3'220.000 Barriles en el Terminal Marítimo Balao.

**Los tanques de almacenamiento de petróleo** son utilizados para el almacenamiento de fluidos, principalmente en la industria petrolera para petróleo, productos intermedios en la producción o finales como gasoil, nafta, etc.

**La norma API 650** regula los requisitos mínimos para diseño, fabricación, instalación, materiales e inspección de tanques cilíndricos verticales sobre tierra para almacenar crudo y sus derivados.



**Figura 1.1. Tanque almacenamiento de petróleo<sup>[1]</sup>**

El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano se inicia en el manifold de válvulas de los tanques de 250000 barriles de la Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio, en el Cantón Lago Agrio, Parroquia Nueva Loja, Provincia de Sucumbíos a 297 metros de altura sobre el nivel del mar y termina en las bridas de conexión a los buques tanques (B-T) de las monoboyas “X” y “Y” del Terminal Marítimo de Balao, en el Océano Pacífico, Esmeraldas.

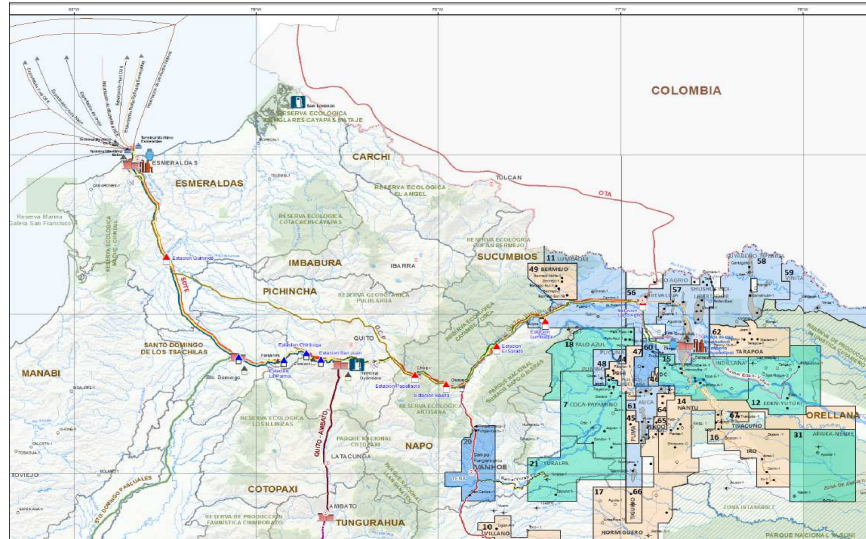


Figura 1.2. Sistema de Oleoducto Transecuatoriano [2]

PERFIL DEL SOTE

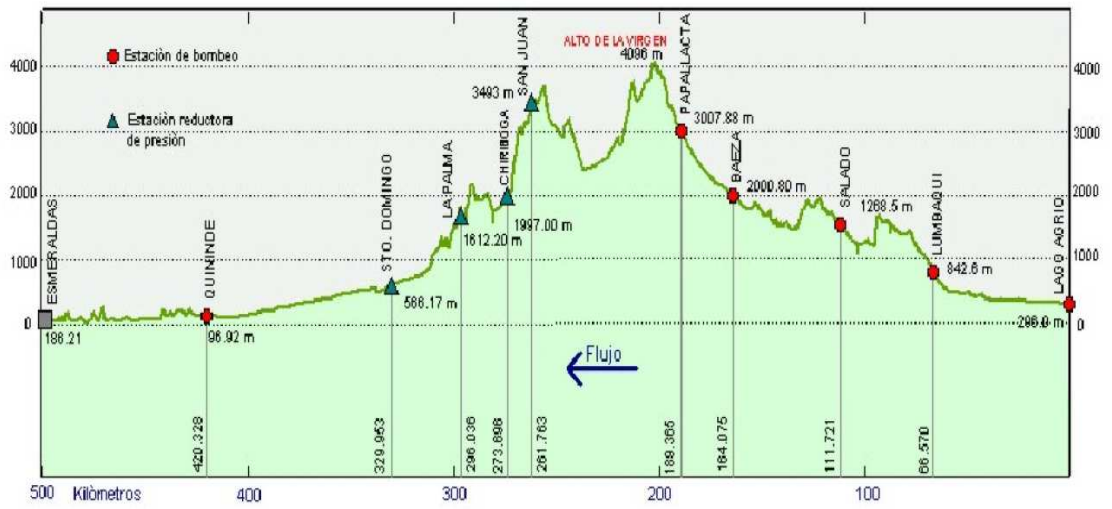


Figura 1.3. Perfil del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano [3]

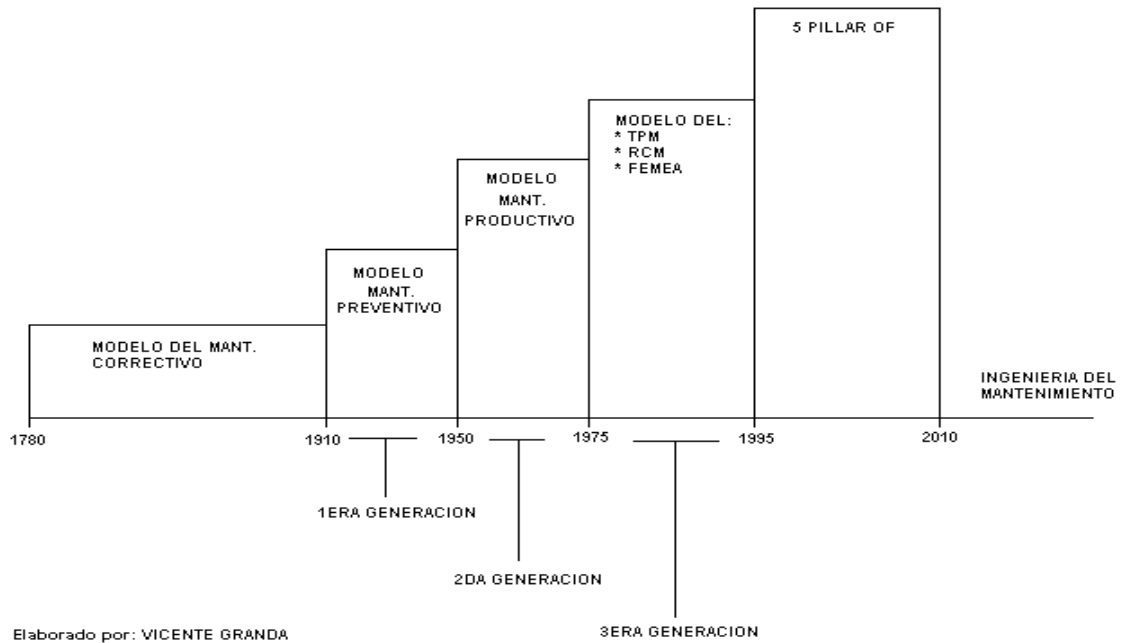
La Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio cuenta con:

**Tabla 1.1 Especificaciones de tanques y bombeo del SOTE**

<b>Número de tanques</b>	8
<b>Capacidad tanques c/u</b>	250000 bbls
<b>N.- Motores Bombas centrifugas</b>	7
<b>Potencia de los motores</b>	17500 hp
<b>Temperatura promedio de tanques</b>	29°C
<b>Grado API del crudo</b>	25
<b>Bombeo de operación máxima</b>	228000 bbls
<b>Bombeo de operación mínima</b>	40000 bbls

Fuente: Elaboración propia

Es muy importante que los tanques se encuentren siempre dentro de especificaciones técnicas para el trabajo continuo de almacenamiento de crudo y en buenas condiciones operativas.



**Figura 1.4. Evolución del Mantenimiento [4]**

## 1.2 DEFINICION DEL PROBLEMA

El mantenimiento y sobre todo la reparación de un tanque, son trabajos necesarios para conservar dispositivos de almacenamiento de grandes dimensiones en condiciones de operación segura.

Existen varios problemas que resolver en un tanque atmosférico de almacenamiento de crudo. Como se puede apreciar en el siguiente esquema:



**Figura 1.5. Diagrama Entrada – Salida (BLACK BOX)<sup>[5]</sup>**

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar e Implementar un plan de mantenimiento modificativo a los tanques de almacenamiento de petróleo para EP-Petroecuador en la Estación de bombeo N.-1 de Lago Agrio, según la norma API 653.

### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

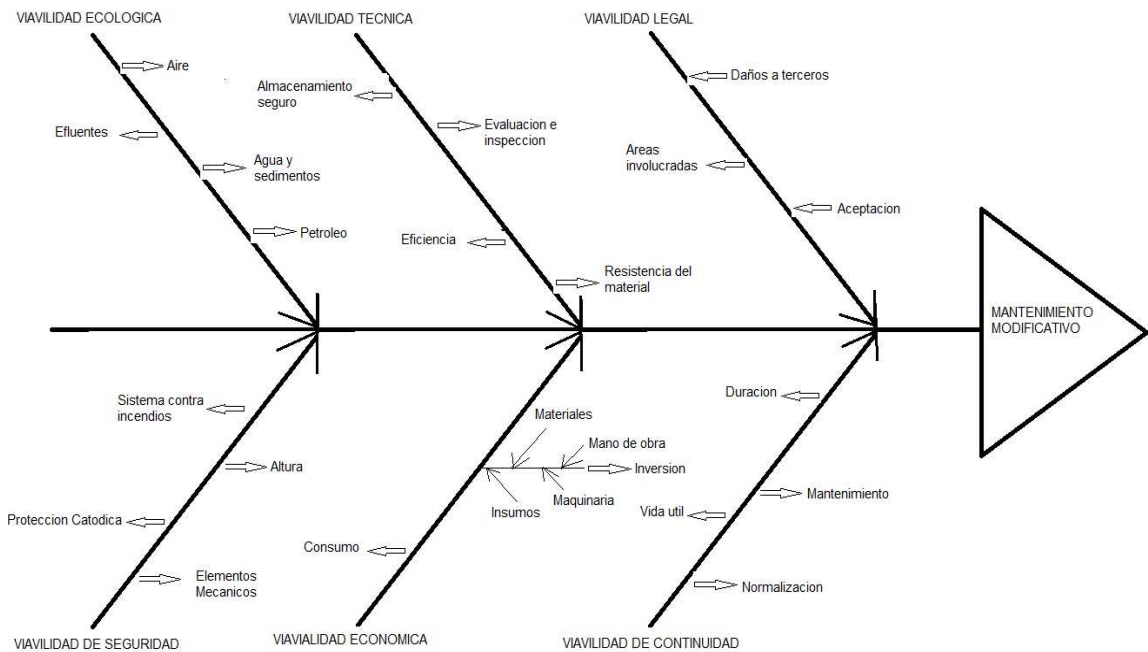
- Evaluar e identificar los modos de fallas potenciales y conocidas en el fondo, techo, cuerpo y soldaduras existentes.
- Aplicar la metodología de la norma API 653.
- Aplicar la metodología de las normas API, ASTM, ASME Y AWS según se requiera para el mantenimiento modificativo.
- Elaborar un plan de mantenimiento industrial eficiente relacionado con el mantenimiento preventivo y correctivo del mismo.
- Adicionar un plan de mantenimiento al software Máximo existente en el SOTE.
- Determinar los costos de planeación e implementación del sistema de mantenimiento y su impacto en los resultados de la Empresa.

### **1.4 ALCANCE**

El desarrollo del presente proyecto será aplicable exclusivamente para el mantenimiento de los tanques de almacenamiento de crudo liviano para la empresa de EP-PETROECUADOR en Lago Agrio, Estación de Bombeo N.-1 SOTE (Sistema de Oleoducto Trans-Ecuatoriano), mediante el diseño del plan y programa de mantenimiento que ayudara al trabajo diario de operadores e ingenieros.

## 1.5 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

El mantenimiento se lo realiza a toda máquina o elemento que este en continuo trabajo y la importancia que se busca, es de dar un mayor tiempo de vida útil y en este trabajo de tesis de grado; se utilizara el método de las seis viabilidades llamado el diagrama de causa – efecto que lo presento en la figura:



**Figura 1.6. Diagrama Causa – Efecto (Espina de Pescado)<sup>[6]</sup>**

### 1.5.1 VIABILIDAD ECOLÓGICA

Todo material contaminante que saldrá de la limpieza del tanque, será procesado de dos formas:



a. De los desechos sólidos se encargaran las empresas dedicadas al reciclaje de este tipo de productos.

b. De los líquidos Petroecuador se encarga de realizar un tratamiento en piscinas de limpieza dentro del oleoducto, donde se puedan reutilizar y no contaminar el medio ambiente.

El alcance la norma API 650, está circunscrito al tanque atmosférico de almacenamiento.

### **1.5.2 VIABILIDAD DE SEGURIDAD**

La seguridad dentro de las instalaciones y en especial en los tanques de almacenamiento de petróleo está regida por normas técnicas internacionales las OHSAS 18001, que han sido desarrolladas como respuesta a la demanda de los clientes por contar con una norma reconocida sobre sistemas de gestión de seguridad y salud ocupacional; con base en la cual su sistema de gestión puede ser evaluado y certificado.

### **1.5.3 VIABILIDAD TÉCNICA**

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los hidrocarburos ya que actúa como un amortiguador (**DBR, Drum – Buffer - Rope**) entre producción e industrialización, para absorber las variaciones de consumo, brindan flexibilidad operativa a las instalaciones petroleras tales como refinerías, permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de

despacharlo por oleoducto a buques/tanques y actúan como punto de referencia en la medición de despachos de producto. Los tanques constituyen activos imprescindibles para la industria petrolera, siendo su construcción y mantenimiento altamente costosos para la empresa. El mantenimiento modificativo es el conjunto de acciones para mejorar aspectos operativos relevantes de un establecimiento tales como fiabilidad, mantenibilidad, seguridad, productividad, confort, imagen corporativa, salubridad e higiene. Otorga la posibilidad de racionalizar costos de operación.

#### **1.5.4 VIABILIDAD ECONÓMICA**

Una inadecuada utilización de recursos materiales y personal generan gasto para toda empresa, por lo tanto; este proyecto permitirá reducir los costos de mantenimiento, mediante un eficiente mantenimiento modificativo gracias a los resultados de sensibilidad obtenidos de un 97% de TIR; mejorando los procedimientos que actualmente en el Oleoducto se están manejando.

#### **1.5.5 VIABILIDAD LEGAL**

La utilización de la Legislación Ecuatoriana dentro del proyecto y la implementación de las mismas en los procesos de mantenimiento de los tanques de petróleo, estará regida siempre por el Gobierno Ecuatoriano y la

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera organismo el cual se encarga de la fiscalización del petróleo y tanques de almacenamiento.

### **1.5.6 VIABILIDAD DE CONTINUIDAD**

Las normas técnicas que se aplicaran serán ASME, ASTM, API y AWS; normativas que nos ayudaran a tener un mantenimiento modificativo donde la vida útil del tanque de almacenamiento de petróleo será la mayor consecuencia como resultado final de proyecto de tesis.

## **CAPITULO 2**

### **MARCO TEORICO Y LEGAL**

#### **2.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Tienen grandes dimensiones y son usados para almacenamiento de fluidos principalmente en la industria petrolera para petróleo, productos intermedios en la producción o finales como gasoil, nafta, etc. Generalmente se encuentran formando parte de una batería de tanques o en plantas industriales junto a otros de diferentes tamaños, como se muestra en la figura:



**Figura 2.1.- Tanques de Almacenamiento<sup>[7]</sup>**

En este proyecto se consideran tanques aéreos atmosféricos. Este tipo, que son más fácilmente construidos, permiten lograr capacidades mayores que los subterráneos y a menor costo.

Se diseñan según la Norma API 650, en las mismas se establece que los materiales estén regulados por las normas ASTM y además, deben adecuarse a las normas de seguridad dadas por NFPA (National Fire Protection Association).

### **2.1.1 TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Los tipos son muchos y variados, y su selección depende del volumen requerido, el espacio disponible, las inversiones exigidas, etc; que hace que en algunas situaciones un tipo determinado sea más indicado que otro.

Una primera clasificación es respecto a si el techo es fijo o flotante, que a su vez puede ser flotante interior (IFR) o exterior (EFR). Los techos fijos pueden ser planos, con forma cónica o esférica, siendo estos últimos más adecuados cuando la presión interna aumenta. Los tanques de techo flotante son usados por la industria petrolífera para evitar la acumulación de gases en el interior del tanque.

#### **2.1.1.1 Empernados**

Son tanques cuya capacidad varia de 30 a 10000 bbls, su ventaja principal es que pueden ser usados en instalaciones provisionales; es decir, pueden armarse y desarmarse para dar apoyo algún tanque que haya entrado a reparación.

#### **2.1.1.2 Soldadura con planchas de acero**

##### **2.1.1.2.1 Techo fijo**

El techo de este tanque esta soldado al cuerpo, siendo su altura siempre constante, la forma del techo es cónica.

Estos se utilizan para el almacenamiento de crudos que poseen un punto de inflamación y presión de vapor altos, es decir; aquellos hidrocarburos que no se evaporan fácilmente, evitando así la acumulación de gases en el interior del tanque que pueden producir la explosión de este, y por tanto la presión en el tanque no excede la atmosfera.

Son contruidos de acero al carbono o aceros aleados, de diversos tamaños y capacidades, de paredes cilíndricas y verticales, diseñadas para trabajar a presiones próximas a la atmosfera.

## **2.2 PARTES DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE TECHO FLOTANTE**

Los tanques de techo flotante tienen una cobertura que flota sobre la superficie del líquido, entre esta y la cascara cilíndrica existe un espacio que se sella con sello de borde.

El techo flotante puede ser interno (existe un techo fijo colocado en el tanque) o externo (se encuentra a cielo abierto). Cuentan con pontones que flotan al nivel del líquido reduciendo la evaporación del producto.

Los tanques de este tipo más usados para almacenamiento de crudo son los de “pontón simple”, que consisten en un anillo hueco perimetral formado por

secciones estancas y una placa circular, El tamaño del pontón depende de las dimensiones del tanque y de los requerimientos de flotación que se tenga.

Estos tipos de tanques se usan para almacenar crudos livianos y productos refinados. Estos productos tienen la tendencia a perder las fracciones más ligeras por evaporación; este tipo de tanques ayuda a reducir las pérdidas.

La figura N.-2.2 se muestra los tanques de techo flotante externo e interno respectivamente.



**Figura 2.2.- Tanques de Techo Flotante (a) Externo ; (b) Interno<sup>[8]</sup>**

El fondo de los tanques pueden ser plano, con forma de cono hacia arriba o pendiente simple. El fondo suele tener algo de forma y pendiente debido a los sedimentos, agua y fases más pesadas que se instalan en el fondo.

Los tanques de almacenamiento están equipados con accesorios estandarizados para su normal funcionamiento, teniendo además equipos

suplementarios para condiciones especiales de funcionamiento. A continuación se escribe una lista de los accesorios instalados en un tanque de almacenamiento en la Estación de Bombeo N.- 1 Lago Agrio, SOTE.

### **2.2.1 FUNDACIÓN**

La fundación es un anillo perimetral de hormigón sobre el cual se apoya el tanque para evitar hundimiento en el terreno y corrosión de la chapa; varía según algunas aplicaciones específicas siendo algunas de las más usadas; suelo compacto, anillo de piedras, anillo de hormigón o losa.

### **2.2.2 MEZCLADORES**

Se utilizan para mantener uniforme la masa de hidrocarburos dentro del tanque. La mezcla es producida por hélices accionadas por un motor eléctrico externo que gira dentro de la masa de producto.



**Figura 2.3.- Mezclador<sup>[9]</sup>**



Los mezcladores están acoplados a los manholes secundarios adyacentes al principal.

### **2.2.3 SISTEMA CONTRA INCENDIOS**

Cada uno de los tanques de almacenamiento, están protegidos por un anillo colocado en la tapa del tanque con dispositivos térmicos que se disparan automáticamente en caso de fuego.



**Figura 2.4.- Sistema Contra Incendios<sup>[10]</sup>**

### **2.2.4 EMBOCADURA DE RECEPCIÓN Y DESPACHO DE PRODUCTO**

Esta abertura permite la recepción o el despacho de producto del tanque de almacenamiento. Son diseñadas en base a la norma API 650 SEC III.



**Figura 2.5.- Embocadura de Recepcion y Despacho<sup>[11]</sup>**

### **2.2.5 FLOTADORES**

Parte del techo en forma de anillo que actúa como boya, el cual permite que el techo flote cuando el tanque recibe o despacha crudo.

### **2.2.6 TECHO FLOTANTE**

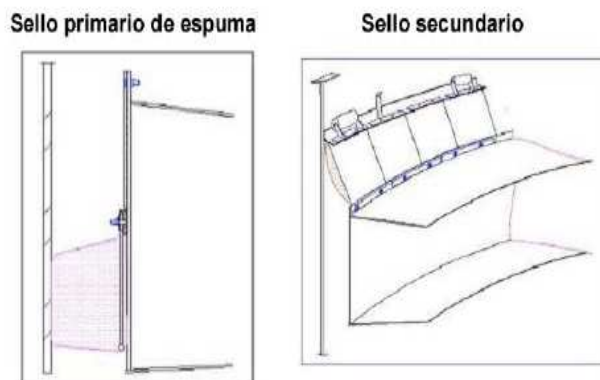
Estructura metálica hermética puesta sobre pontones cilíndricos que le permiten a este suspenderse sobre el producto. Elemento que tiene movimiento vertical, que atrapa bajo el, los vapores despedidos por el producto.



**Figura 2.6.- Techo flotante sobre pontones cilíndricos <sup>[12]</sup>**

### 2.2.7 SELLO DEL TECHO DEL TANQUE

Estos sellos son diseñados para impedir o minimizar las fugas hacia la atmosfera de los vapores y el líquido almacenado dentro del tanque en la unión entre el techo flotante y la envolvente del tanque. Hay de distintos tipos y para obtener buenos resultados se coloca un sello primario y un sello secundario. El sello primario, que es indispensable, puede ser del tipo panto gráfico de zapata o de espuma montada en fase líquida. El sello secundario se monta sobre el primario y puede tener rodamientos que apoyen contra la pared del tanque.



**Figura 2.7.- Sellos de un tanque de techo flotante <sup>[13]</sup>**

### 2.2.8 SOPORTES DEL TECHO

Es un conjunto de parales tubulares, sobre las cuales descansa el techo flotante en su mínimo nivel de líquido. Estos soportes están soldados a las planchas de acero de la base del tanque.

### 2.2.9 VÁLVULAS DE PRESIÓN Y VACÍO

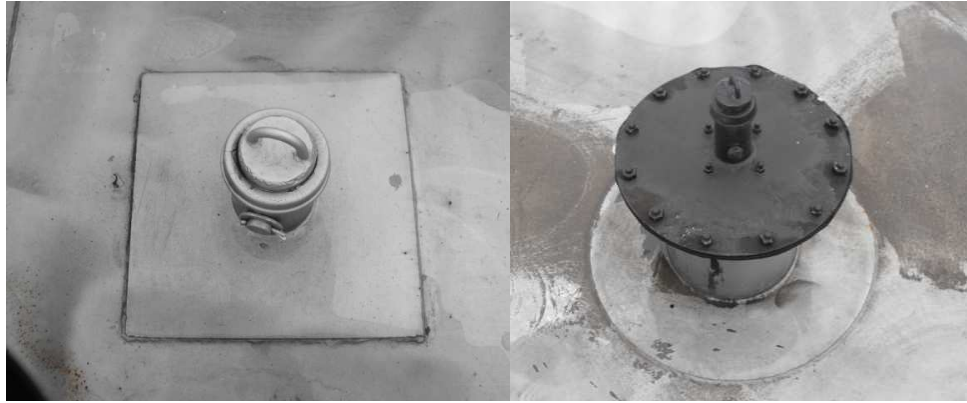
El tanque está provisto de válvulas de venteo, sean simples o automáticas, estas permiten la salida del aire cuando el tanque comienza a llenarse cerrándose en el momento en que el fluido alcanza un determinado nivel. Si se produce una sobrepresión interior por evaporación debido a cambios por temperatura, se abren permitiendo que parte de la mezcla de aire – vapor salga hasta alcanzar el equilibrio de presiones dentro y fuera del techo.



Figura 2.8.- Válvulas de Presión y Vacío<sup>[14]</sup>

### 2.2.10 VENTEO

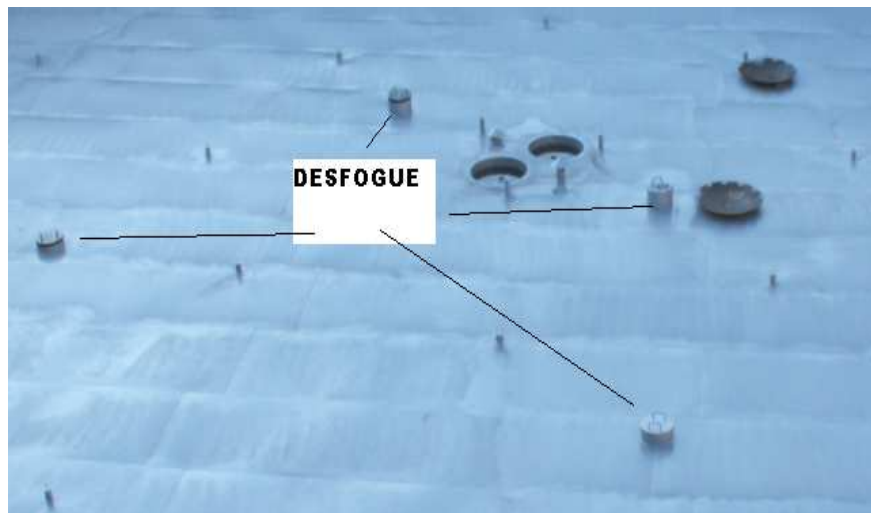
Sistema diseñado para prevenir los efectos de las alteraciones bruscas de la presión interna de un tanque de almacenamiento como consecuencia de las operaciones de trasvase o de las variaciones de temperatura ambiente.



**Figura 2.9.- Sistema de Venteo<sup>[15]</sup>**

### **2.2.11 DESFOGUES O RESPIRADORES**

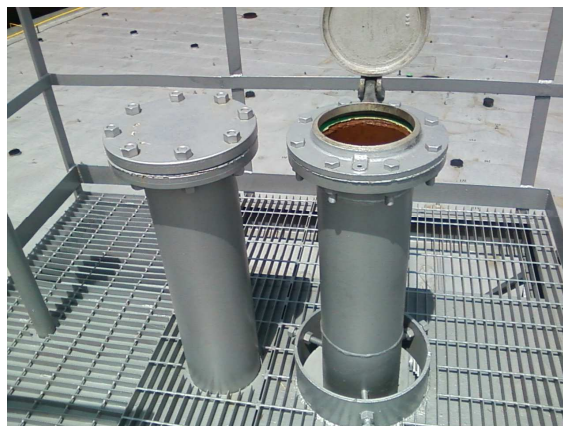
Estos permiten que los gases del petróleo crudo puedan escapar libremente cuando este llegue a la presión de escape.



**Figura 2.10.- Desfogues o Respiradores<sup>[16]</sup>**

### **2.2.12 BOCA DE AFORO**

Abertura en el techo del tanque, a través de la cual se hacen las medidas de temperatura del crudo y se toman las muestras para el aforo.



**Figura 2.11.- Boca de Aforo<sup>[17]</sup>**

### **2.2.13 TUBO DE AFORO**

Tubo perforado que se extiende desde el fondo del tanque, hasta la boca de aforo.



**Figura 2.12.- Tubo de Aforo<sup>[18]</sup>**

El borde superior deberá ser el nivel para tomar las medidas y se convierte en el punto de referencia del tanque.

#### **2.2.14 PLATAFORMA DE AFORO**

Es una estructura instalada en la parte superior del tanque desde donde se efectúan aforos oficiales en forma segura.



**Figura 2.13.- Plataforma de Aforo<sup>[19]</sup>**

### **2.2.15 RADAR**

Es un equipo de medición de nivel continuo y alarmas, de bajo y alto nivel; a través de una antena “radar” instalada dentro de un tubo tranquilizador.

Sirve para la medición de temperatura, se utilizan tubos con varios sensores ubicados en distintas alturas, para medirla a distintos niveles de líquido. La precisión de este equipo es de 0,05°C.



**Figura 2.14.- Radar<sup>[20]</sup>**

### **2.2.16 VÁLVULAS**

Las válvulas son mecanismos que regulan el flujo de la comunicación entre dos partes de una máquina o sistema.



### 2.2.16.1 VÁLVULA PRINCIPAL

Válvula mediante la cual se llevan a cabo las operaciones de llenado y vaciado de los tanques.



Figura 2.15.- Válvula Principal<sup>[21]</sup>

### 2.2.16.2 VÁLVULA DE DRENAJE

Válvulas mediante las cuales se realizan las operaciones de drenaje de agua de formación.



**Figura 2.16.- Válvula de Drenaje<sup>[22]</sup>**

### **2.2.17 ACTUADOR**

Parte integrante de los cuadros de control automático de las válvulas. El actuador produce la fuerza motriz requerida para abrir o cerrar las válvulas de control.



**Figura 2.17.- Actuador<sup>[23]</sup>**

Existen, por lo menos, 4 tipos básicos de actuadores para control de estrangulación que son: resorte y diafragma, pistón neumático, motor eléctrico y actuador hidráulico o electrohidráulico.

### **2.2.18 SISTEMA DE DRENAJE DE AGUAS LLUVIA**

Conjunto de equipos que posibilita un correcto manejo de agua lluvia, que puedan depositarse sobre el techo, considerando para tal propósito, procesos de captación, conducción y evacuación de los mismos.

El sistema solo puede ser sustituido cuando el tanque esta fuera de servicio, entonces las consecuencias de un sistema de drenaje que funcione incorrectamente pueden ser significativas y costosas.

El sistema de drenaje de agua lluvia se compone de las siguientes partes:

### 2.2.18.1 VALVULA DE DRENAJE

Válvula mediante la cual se realizan las operaciones de drenaje del tanque.

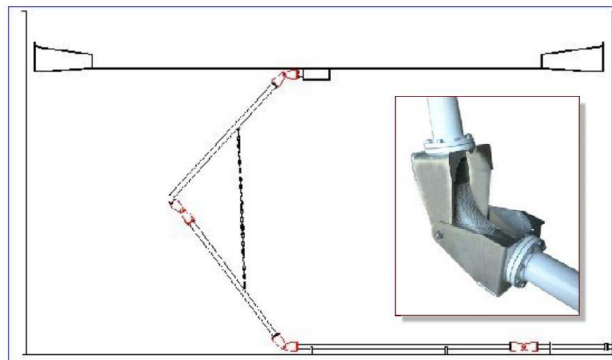


Figura 2.18.- Válvula de Drenaje<sup>[24]</sup>

### 2.2.18.2 COLECTORES

Colectores de agua lluvia que se encuentran sobre la superficie del techo. Estas permiten retener basura, evitando obstrucciones en la válvula de control y en consecuencia en el sistema.



**Figura 2.19.- Colectores<sup>[25]</sup>**

### **2.2.18.3 BAJANTES (TUBERIA)**

Tuberías mediante el cual drena el agua lluvia. Estas tuberías se aprecian en la siguiente figura 2.20.

### **2.2.18.4 SWIVEL (CODO GIRATORIO)**

Codo giratorio que permite que el sistema de drenaje suba o baje.



**Figura 2.20.- Bajantes y Swivel (Codo Giratorio)<sup>[26]</sup>**

### **2.2.19 SISTEMA DE DRENAJE DE AGUA DE FORMACIÓN**

Permite la evacuación de agua depositada en el fondo del tanque. La línea de drenaje situada muy cerca del fondo del tanque. Algunas de estas líneas se prolongan hasta el centro del fondo de los tanques (debido a que algunos tanques tienen cierta inclinación hacia el centro), para eliminar de esta manera, los sedimentos y el agua casi por completo.

Este sistema se encuentra conformado por las siguientes partes; válvulas de control, actuador, cubeto y tubería; las mismas que se indican en la figura 2.21:



**Figura 2.21.- Sistema de Drenaje de Agua de Formación [27]**

### **2.2.20 VIGA DE BORDE O VIENTO**

Refuerzo que se coloca para mantener la redondez del tanque de almacenamiento y minimizar las cargas de viento. Está ubicado en la parte externa y sobre el anillo superior del cuerpo del tanque.



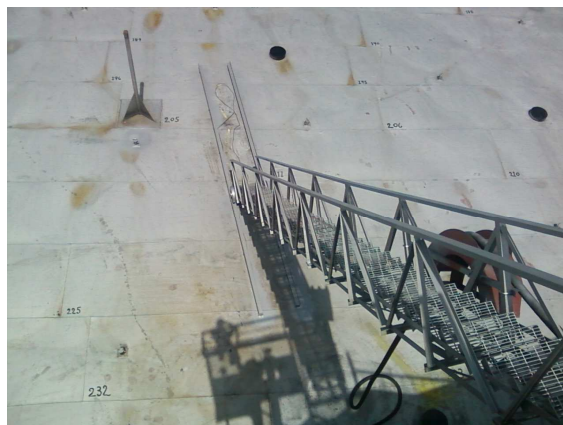
**Figura 2.22.- Viga de Borde o Viento<sup>[28]</sup>**

## **2.2.21 ACCESOS DE INSPECCIÓN Y LIMPIEZA**

### **2.2.21.1 ESCALERAS**

Es la escalera que conecta la plataforma de aforo del tanque con el techo flotante.

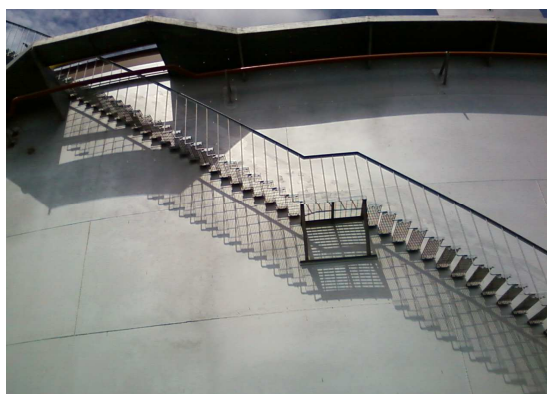
Permite el acceso al techo del tanque para la toma de muestras de petróleo crudo, inspección o mantenimiento de la superficie del techo; así como para la limpieza de los recolectores del sistema de drenaje de aguas lluvia.



### **Figura 2.23.- Escaleras<sup>[29]</sup>**

#### **2.2.21.2 GATO (EXTERNA)**

Permiten el acceso a la parte superior del tanque para la toma de medidas de nivel, temperatura y presión del petróleo almacenado; mantenimiento o inspección del radar.



**Figura 2.24.- Gato (Externa)<sup>[30]</sup>**

#### **2.2.22 CABLES A TIERRA**

Cables utilizados para la descarga de electricidad estática a tierra que van de las escaleras al techo, siendo imprescindible revisar que estos mantengan un buen contacto y sus terminales estén en buen estado.

#### **2.2.23 MANHOLES**

Permiten el ingreso de personal para la realización de tareas de mantenimiento en el interior del tanque de almacenamiento, la misma que se realiza cuando se encuentra fuera de servicio.





**Figura 2.25.- Manholes<sup>[31]</sup>**

#### **2.2.23.1 BOCA DE SONDEO (MANHOLE EN EL TECHO)**

Facilita el mantenimiento, temperatura, y la extracción de muestras de petróleo.



**Figura 2.26.- Manhole en el Techo<sup>[32]</sup>**

### **2.3 PROCESO CONSTRUCTIVO**

Todos los tanques son construidos de acero soldado y diseñados acorde con la más reciente edición del Instituto Americano de Petróleo (American

Petroleum Institute, API), bajo el estándar 650 que establece “Tanques de Acero Soldado para Almacenamiento de Crudo”.

En este proyecto se considera el tipo de tanque de techo flotante exterior, ya que estos son los más utilizados en la Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio, SOTE.

### **2.3.1 CÓDIGOS APLICABLES**

La Norma API 650 regula los requisitos mínimos para diseño, fabricación, instalación, materiales e inspección de tanques cilíndricos verticales sobre tierra para almacenar crudo y sus derivados. También se debe considerar la norma API 653 para inspección y reparación; norma la cual, se está aplicando en este proyecto para los tanques de Sistema de Oleoducto Trans-Ecuatoriano, Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio. Ambas normas se aplican a tanques atmosféricos de acero fabricados por soldadura.

## **2.4 SISTEMAS DE MANTENIMIENTO**

### **2.4.1 INTRODUCCIÓN**

El mantenimiento, siendo este un procedimiento organizado, eficiente y desarrollado, garantiza que una empresa tenga un costo competitivo y la disponibilidad de sus activos productivos.

Dentro del contexto empresarial internacional del mantenimiento, es necesario que el mantenimiento encaje dentro de los lineamientos internacionales, cumpliendo primero con la Seguridad Industrial, Medio Ambiente, Calidad y en último lugar se halla la Producción y mantenimiento; mediante la integración del mantenimiento en el trabajo en equipo, estableciendo el mejoramiento continuo de todas las actividades.

Actualmente la ingeniería de mantenimiento, recibe las funciones de planificación y control del mantenimiento preventivo analizando causas y efectos de las averías. La ingeniería de mantenimiento a su vez, tiene dos equipos más: el estudio de las fallas crónicas y el de planificación y control del mantenimiento encargado de desarrollar e implementar sistemas automatizados para el mantenimiento de los equipos y sistemas.

### **2.4.2 DEFINICIÓN DEL MANTENIMIENTO**

El mantenimiento se define como la acción eficaz para mejorar aspectos operativos relevantes de un establecimiento tales como la funcionalidad,

seguridad, productividad, confort, imagen corporativa, salubridad e higiene; otorga la posibilidad de racionalizar costos de operación.

El mantenimiento de máquinas y equipos se tiende a conseguir un determinado nivel de **disponibilidad** de los equipos para la producción a condiciones de calidad, al mínimo costo y al máximo nivel de seguridad. La disponibilidad, es la proporción de tiempo en que las maquinas o equipos están dispuestos para la producción, respecto al tiempo total.

La disponibilidad depende de dos factores: **la frecuencia de las averías** es conocido con el nombre de fiabilidad, que es un índice de calidad de las instalaciones y de su estado de conservación; y **el tiempo necesario para reparar las averías** se denomina mantenibilidad, es representado una parte por la bondad del diseño de la instalación y por otra parte, por la eficacia del servicio de mantenimiento.

### 2.4.3 MISIÓN DEL MANTENIMIENTO

El mantenimiento como parte integral de la producción, tiene como propósito garantizar el óptimo funcionamiento de los equipos industriales mediante programas de prevención de fallas, reparación de daños y mejoramiento continuo, para el logro de sus tres pilares fundamentales:

- Disponibilidad de activos
- Conservación de los activos fijos

- Administración de los recursos

#### **2.4.4 SISTEMAS DEL MANTENIMIENTO**

Actualmente existen diversos tipos de mantenimientos enfocados a varias aéreas o situaciones. Pero todos estos se encuentran en torno a los dos principales: el correctivo y el preventivo.

##### **2.4.4.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO**

Es el conjunto de actividades de seguimiento y diagnóstico continuo (monitorización) de un sistema, que permiten una intervención correctora inmediata como consecuencia de la detección de algún síntoma de fallo.

El mantenimiento predictivo se basa en el hecho de que la mayoría de los fallos se producen lentamente y previamente, en algunos casos, arrojan indicios evidentes de un futuro fallo, bien a simple vista, o bien mediante la monitorización, es decir, mediante la elección, medición y de algunos parámetros relevantes que representen el buen funcionamiento del equipo analizado; con este método, tratamos de seguir la evolución de los futuros fallos.

#### **2.4.4.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

Es el conjunto de actividades programadas de antemano, tales como inspecciones regulares, pruebas, etc., encaminadas a reducir la frecuencia y el impacto de los fallos de un sistema.

Permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir costos de reparaciones y detectar puntos débiles en la instalación.

#### **2.4.4.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO**

Es el conjunto de actividades de reparación y sustitución de elementos deteriorados por repuestos que se realiza cuando aparece un fallo.

El mantenimiento correctivo es inesperado, no planeado, requiere una atención urgente. Este mantenimiento realiza una acción remedial para evitar fallas o deficiencias descubiertas durante el mantenimiento preventivo.

#### **2.4.4.4 MANTENIMIENTO MODIFICATIVO**

El mantenimiento modificativo comprende las operaciones recomendadas de corrección, sustitución, reforma, ampliación y modificación del conjunto a mantener, para su adaptación a nuevas necesidades o mejora de las condiciones de funcionamiento.

Su objetivo principal es cambiar, variar o modificar los parámetros estructurales del equipo: para realizar un mejor mantenimiento, incrementar la producción, cualquier tipo de mejora que aumente la calidad del equipo. El mantenimiento modificativo intenta **eliminar la causa del fallo**, esto implica una acción de ingeniería en vez de mantenimiento, pero habitualmente es responsabilidad del departamento de mantenimiento.

En función de su diseño, se obtendrá mejores o peores rendimientos, que esto equivale a más o menos mantenimiento, por lo tanto resultara más costoso o menos costoso.

- **Etapas del Mantenimiento Modificativo**

- 1. Etapa De proyecto:** corresponde a la 1ª etapa de vida del equipo y se reforman características de la máquina para facilitar el mantenimiento o modificar la producción.
- 2. Etapa Prevención del mantenimiento:** se realiza en la 2ª etapa de la vida de la máquina. Aquí se comprueba que se producen unos fallos repetidamente y entonces tomamos medidas para que no se vuelvan a repetir.
- 3. Etapa De reacondicionamiento:** se realiza en la 3ª etapa de la máquina, cuando las averías aumentan repetitivamente y entonces la

arreglamos a fondo. La otra alternativa es modificarla para que realice otra función diferente a la que hacía.

- **Tipos de mantenimiento modificativo**

1. Mantenimiento modificativo conceptualizado coste.
2. Mantenimiento modificativo conceptualizado inversión.
3. Mantenimiento modificativo Reglamentario y de seguridad.

## 2.4.5 NIVELES DE MANTENIMIENTO

Al definir el mantenimiento, como las tareas / acciones que se deben efectuar para que el medio continúe haciendo lo que nosotros los usuarios queremos que haga, vemos que existe una diversidad de tareas que se pueden efectuar; como así también, los actores que deben participar en la ejecución, razón por la cual vamos a establecer un criterio para clasificación de las tareas y asignación de roles.

### 2.4.5.1 POR LA SITUACIÓN GEOGRÁFICA

El tanque de almacenamiento de crudo N.-3, se encuentra ubicado dentro de la Estación de Bombeo N.-1 SOTE en las coordenadas de latitud  $0^{\circ} 4' 38,91''N$  y Longitud  $76^{\circ} 52' 54,79''O$ .





**Figura 2.27.- Situación geográfica tanque N.-3<sup>[33]</sup>**

#### 2.4.5.2 POR EL ALCANCE DE LAS ACCIONES DE MANTENIMIENTO

**Tabla 2.1.- Por el alcance de las acciones de mantenimiento**

<p><b>1.Nivel de mantenimiento organizativo</b></p>	<p>Primer escalón</p>	<p>El mantenimiento en este nivel se limita normalmente a comprobaciones periódicas de las prestaciones del equipo, inspecciones visuales, limpieza de los equipos, pequeñas operaciones de servicio, ajustes externos y el desmontaje y sustitución de algunos componentes.</p>
<p><b>2.Nivel de mantenimiento intermedio</b></p>	<p>Segundo escalón</p>	<p>La misión es asegurar el mantenimiento en el lugar de operación (aparte del realizado por el personal del primer escalón), para facilitar de forma rápida la devolución del sistema a su estado de total operatividad. Al disponer de personal as calificado, mas equipos de prueba y apoyo, mas repuestos y mejores instalaciones se puede llegar a la reparación de equipos a nivel de modulo y pieza.</p>
<p><b>3.Nivel de mantenimiento del deposito</b></p>	<p>Tercer escalón</p>	<p>Constituye el tipo más alto de mantenimiento y realiza las tareas de mantenimiento que incluye el despiece y reconstrucción consiguiente a una revisión general y la calibración completa</p>

de los equipos, así como la realización de tarea de mantenimiento de alta complejidad.
---

Fuente: Elaboración propia

## 2.4.6 ESTRATEGIAS DEL MANTENIMIENTO

Para llevar a cabo la conservación y mantenimiento de cualquier empresa, se necesita un mantenimiento óptimo.

### 2.4.6.1 MANTENIMIENTO PROACTIVO

Es una estrategia de mantenimiento, dirigida fundamentalmente a la detección y corrección de las causas que generan el desgaste y que conducen a la falla de la maquinaria. La durabilidad de los componentes del sistema depende de la degradación de los parámetros que causan fallas, que sean mantenidos dentro de los límites estables, utilizando una práctica llamada **detección y corrección**. Los límites aceptables son llamados aquellos parámetros de causas de falla que están dentro de un rango de severidad operacional que conducirá a una vida aceptable del componente - servicio.

Sus costos son similares y complementarios a los del mantenimiento predictivo. Una vez que las causas que generan el desgaste han sido localizadas, no debemos permitir que estas continúen presentes en la maquinaria; ya que, su vida y desempeño se verán reducidos.

#### 2.4.6.2 MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL (TPM)

Este sistema está basado en la concepción japonesa de **Mantenimiento al primer nivel**, en la que el propio usuario realiza pequeñas tareas de mantenimiento como: reglaje, inspección, sustitución de pequeñas cosas, etc., facilitando al jefe de mantenimiento la información necesaria para que luego las otras tareas se puedan hacer mejor y con mayor conocimiento de causa.

1. **Mantenimiento:** Para mantener siempre las instalaciones en buen estado.
2. **Productivo:** Está enfocado a aumentar la productividad.
3. **Total:** Implica a la totalidad del personal, (no solo al servicio de mantenimiento).

Este sistema coloca a todos los integrantes de la organización en la tarea de ejecutar un programa de mantenimiento preventivo, con el objetivo de maximizar la efectividad de los bienes.

Centra el programa en el factor humano de toda la compañía, para lo cual se asignan tareas de mantenimiento que deben ser realizadas en pequeños grupos, mediante una dirección motivadora.

Es un sistema orientado a lograr: cero accidentes, cero defectos y cero averías.

### **2.4.6.3 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM)**

El RCM, Centered Reliability Maintenance, se propone a preservar el estado original de diseño o normal de operación.

Es una técnica más, dentro de las posibles para elaborar un plan de mantenimiento en una planta industrial y que presenta algunas ventajas importantes sobre otras técnicas de mantenimiento.

Permite de manera sistematizada determinar las tareas de mantenimiento (predictivo, preventivo, proactivo y correctivo) que se debe realizar en un proceso productivo.

#### **2.4.7.3.1 RCM A PUNTOS**

El RCM es una técnica que originalmente nació en el sector de la aviación. Es el conjunto el que no debe fallar, y no alguno de sus elementos individuales, por muy importantes que sean. El RCM se aplica a los conjuntos, pero también a los subconjuntos, a las piezas y etc.

Para realizar un RCM se debe identificar los posibles fallos en toda la planta, clasificar según su criticidad, y adoptar medidas preventivas que los eviten o minimicen sus efectos, y cuyo costo sea proporcional a su importancia y al costo de su resolución (costo global, no solo costo de reparación).

Para poder identificar las necesidades reales del mantenimiento de los activos en su contexto operacional, existe una metodología que se basa en siete preguntas:

1. Cuál es la función del activo?
2. De qué manera puede fallar?
3. Qué origina la falla?
4. Qué pasa cuando falla?
5. Importa si falla?
6. Se puede hacer algo para prevenir la falla?
7. Qué pasa si no podemos prevenir la falla?

Para poder dar solución a estas preguntas se recurre a dos herramientas fundamentales para este tipo de análisis:

1. **AMFE:** Análisis de modos y efectos de fallas, herramientas que permiten identificar los efectos o consecuencias de los modos de fallas de cada activo en su contexto operacional.
2. **Árbol lógico de Decisión:** Herramienta que permite seleccionar de forma segura las actividades optimas según la filosofía del RCM.

Con la implementación del RCM se puede conseguir un sin número de beneficios, entre los que se puede mencionar: mayor seguridad y protección del

entorno, mejorar el rendimiento operacional de los activos, aumentar la contención de los costos de mantenimiento, alargar la vida útil de los equipos, una amplia base de datos de mantenimiento, mayor motivación de las personas en particular, mejoramiento del grupo de trabajo.

#### **2.4.7.3.2 AMFE**

La realización del análisis modal de falla y efecto (**AMFE**), constituye la parte más importante dentro del proceso de desarrollo de **RCM**; ya que esto permite obtener la información necesaria para prevenir las consecuencias o efectos de las posibles fallas, a partir de la selección adecuada de actividades de mantenimiento, las cuales actúan sobre cada modo de falla y sus posibles consecuencias.

Para realizar un plan de mantenimiento basado en **RCM**, se debe de seguir las siguientes fases necesarias y consecutivas:

1. Listado y codificación de equipos.
2. Listado de funciones de los equipos y sus especificaciones.
3. Análisis Modal de Falla y Efecto (**AMFE**) y Correctivos (**AMFE**).
4. Descripción de las tareas de mantenimiento (**AMFE**).

El **AMFE** se ha introducido en las actividades de mantenimiento industrial gracias al desarrollo del **RCM**, que lo utiliza como una de sus herramientas

básicas. En la actualidad, el **AMFE** se utiliza en numerosos sectores industriales y se ha asumido como una herramienta clave en varios de los pilares del Mantenimiento Productivo Total (**TPM**).

La técnica **AMFE** es utilizada para definir, identificar y eliminar fallas conocidas o potenciales, problemas, errores, desde el diseño, proceso y operación de un sistema, antes que este pueda afectar al cliente.

A continuación se citan las características que ayudan a comprender la naturaleza de la herramienta:

1. **Carácter preventivo.-** anticiparse a la ocurrencia del fallo.
2. **Sistematización.-** consideración de todas las posibilidades de fallo.
3. **Participación.-** trabajo en equipo de todas las áreas afectadas.

Al interpretar el proceso AMFE como una herramienta útil de la priorización de los problemas potenciales, debemos conocer el índice de Prioridad de Riesgo (**IPR**) como acción que optimice el diseño de un producto/servicio o el proceso planificado para su obtención.

#### **4. Reducir la gravedad de los efectos del modo de fallo**

Es un objetivo de carácter preventivo que requiere la revisión del producto/servicio. Cualquier punto donde el índice de gravedad sea alto debe llevar consigo un análisis pormenorizado para asegurarse de que el impacto no llegue al cliente o usuario.

## **5. Reducir la probabilidad de ocurrencia**

Es un objetivo de carácter preventivo que puede ser el resultado de cambios en el producto/servicio o bien en el proceso de producción o prestación.

## **6. Aumentar la probabilidad de detección**

Es un objetivo de carácter correctivo y de ser la última opción a desarrollar por el grupo de trabajo, ya que con ella se atacan las causas del problema.

### **2.4.7 FENÓMENO DE LAS FALLAS**

La falla es una alteración que impide al objeto cumplir la función para la cual fue diseñado.

No existen instalaciones, maquinas o equipos que estén libres de fallos a lo largo de su vida útil, y que con una adecuada gestión de mantenimiento es posible reducir a un mínimo los prejuicios ocasionados por algún desperfecto.

De aquí se desprende que la falla puede ser propia del objeto o provocada por algún elemento; impidiendo mantener los niveles de producción, lo que implica a su vez falta de calidad en el producto final, falta de seguridad, mal aprovechamiento de la energía disponible y contaminación ambiental.



La confiabilidad de una maquina o de sus componentes elementales, se evalúa y analiza en base a un parámetro que la caracteriza; la rata o tasa de fallas.

Puede clasificarse bajo diversas modalidades;

**1. Según su forma de manifestarse puede ser:**

- Parcial (alteración del funcionamiento)
- Completa (cese del funcionamiento o perdida de función)

**2. Según su forma de evolucionar puede ser:**

- Cataléctica o catastrófica (repentina y completa).
- Por degradación (progresiva y parcial).

**3. Según su frecuencia de ocurrencia puede ser:**

- Aleatoria (ocurrencia al azar con rata de fala constante).
- Por desgaste (ocurrencia al azar con rata de falla creciente).

**4. Según su naturaleza puede ser:**

- Mecánica
- Eléctrica
- Electrónica

- Neumática
- Hidráulica, otras.

#### **5. Según su forma de evidencias:**

- Revelable (falla detectable)
- Oculta (no revelable)

#### **2.4.7.1 PRINCIPALES CAUSAS DE LAS FALLAS**

Pueden existir muchas causas que provoquen la falla, entre las más comunes tenemos:

##### **1. Problemas de Operario**

Ocurren debido al uso incorrecto por parte de la persona que utiliza un equipo. Uno de los motivos es la falta de conocimiento adecuado del funcionamiento del equipo, que en ocasiones lleva a suponer que opera incorrectamente, cuando en realidad no existe problema en el funcionamiento del equipo.

##### **2. Errores en el diseño y la construcción**

Bajo esta categoría se agrupan todos aquellos problemas relacionados con el diseño y la implementación del tanque de almacenamiento.

##### **3. Fallas en el suministro de potencia**

Es una de las fallas más frecuentes, proviene de la fuente de potencia. En esta parte se manejan corrientes y voltaje apreciables, además de temperaturas elevadas, los componentes de la fuente están sujetos a esfuerzos eléctricos y térmicos que pueden conducir a las fallas en sus componentes.

#### **4. Efectos Ambientales**

A esta clase pertenecen todos aquellos problemas derivados del efecto ambiente en el que opera el equipo. Por ejemplo, es posible que la humedad y la temperatura del ambiente excedan los límites permisibles fijados por el fabricante y que afecte al desempeño diario originar defectos mecánicos del equipo en este caso el tanque de almacenamiento de petróleo. Por otra parte, la acumulación. Estos efectos pueden ocasionar defectos tales como la corrosión en la pared, techo y fondo del tanque tanto internamente como externamente.

#### **5. Problemas Mecánicos**

Son todos aquellos que surgen debido a desperfectos en componentes de tipo mecánico tales como: bombas, mezcladores, sellos, tuberías, etc.

#### **6. Problemas Eléctricos**

Son todos aquellos que surgen debido a desperfectos en componentes de tipo eléctrico tales como: interruptores, conectores, relés y otros.

Uno de los principales problemas eléctricos es la electricidad estática, que proviene del contacto y separación entre dos cuerpos siendo al menos uno de

ellos aislante; puede ocasionar fuego o explosiones si no se toma las medidas de seguridad necesarias.

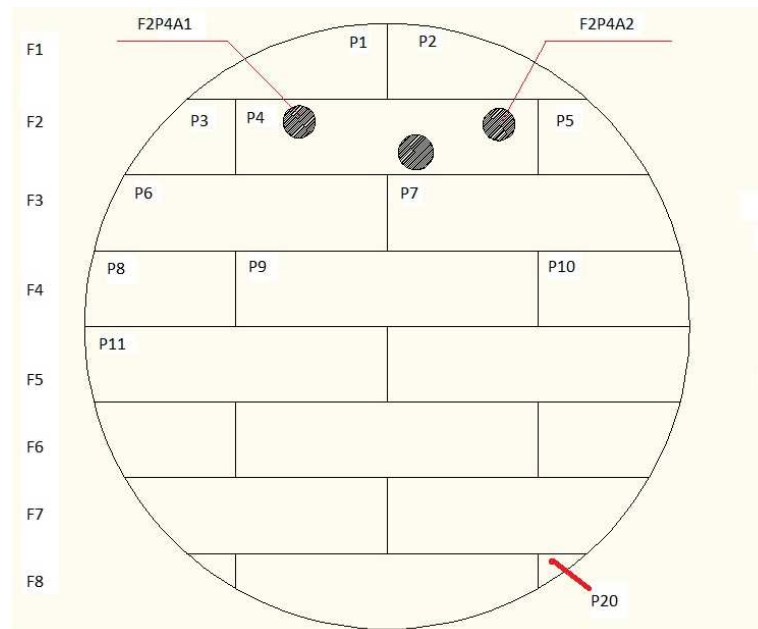
## **7. Falla de Lubricación**

La fricción y desgaste se encuentran siempre presentes en los sistemas y las maquinas. El rozamiento crea una pérdida de energía mecánica perjudicial para el mecanismo y que se traduce en un calentamiento de las piezas que estén en contacto, ocasionando desgaste y deformaciones, y eventualmente adhesión. En los tanques de almacenamiento nos encontraremos como una de las fallas por fricción en los sellos herméticos del techo flotante de los tanques de almacenamiento de petróleo.

### **2.4.7.2 CÓDIGO DE FALLAS**

El código de fallas, es el procedimiento que se utiliza para la codificación de un elemento mecánico, eléctrico o electrónico para su inmediata reparación o sustitución.

En los tanques de almacenamiento de petróleo al estar equipados en su gran mayoría de elementos mecánicos estáticos y otros dinámicos, citare como ejemplo una codificación de las planchas del fondo del tanque para entender de mejor manera este procedimiento:



**Figura 2.28.- Codificación fondo del tanque [34]**

Como se puede observar en la figura 2.28; la codificación que se ha realizado a los dos agujeros pasantes por causa de la corrosión en la plancha P4 del fondo del tanque es la siguiente:

**1. Para el agujero 1:**

F2P4A1 = CODIGO DE FALLA AGUJERO 1

**Donde:**

F2: Fila N.-2

P4: Plancha N.-4

A1: Agujero N.-1

## **2. Para el agujero 2:**

F2P4A2 = CODIGO DE FALLA AGUJERO 2

### **Donde:**

F2: Fila N.-2

P4: Plancha N.-4

A2: Agujero N.-2

En conclusión, se llega a realizar toda la codificación de fallas donde estas existan, manteniendo un orden desde izquierda a derecha y de arriba hacia abajo.

## **2.4.8 GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO**

### **2.4.8.1 INTRODUCCIÓN**

La Gestión del mantenimiento como tal, son todas aquellas actividades de diseño, planificación y control destinadas a minimizar los costos asociados al mal funcionamiento de los equipos, de modo que se puedan identificar las herramientas necesarias para desarrollar de una mejor forma el trabajo y así estructurar de manera lógica las tareas que se van a realizar.

Esto permitirá garantizar la disponibilidad, funcionalidad y conservación de los equipos; lo que significa, un incremento importante de la vida útil de los mismos con el fin de garantizar la calidad de los productos.

#### **2.4.8.2 PREVISIÓN Y PLANEACIÓN DEL MANTENIMIENTO**

La planeación del mantenimiento consiste en fijar el curso concreto de acción que ha de seguirse, estableciendo los principios de orientación, la secuencia de operaciones y la determinación del tiempo y números necesarios para su realización.

Toda planeación empieza con el deseo de conquistar un objetivo, debiendo considerar las restricciones o limitaciones; es decir, el establecimiento de las políticas a considerar, de esta manera estamos en la posibilidad de decidir métodos a emplear y, los procedimientos y así realizar programas a fin de considerar cronológicamente las diferentes actividades y el presupuesto que se disponga para poder desarrollarlas.

#### **2.4.8.3 INTEGRACIÓN Y ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO**

La estructura organizacional permite que los miembros se ubiquen dentro del sistema, como también que se comprenda la función de los demás miembros del mismo.

La importancia de una estructura organizacional en una empresa, enfocando en este sistema de mantenimiento es:

##### **1. Desde el punto de vista de la Empresa**

Dentro de la empresa, el mantenimiento pasa a tener el grado de importancia que la estructura en si le confiere, pasando así a participar

activamente en los destinos de la empresa. Cuanto mayor sea el grado de importancia del mantenimiento dentro de la organización, mayor será el nivel de actuación, y mayores serán los resultados para la empresa.

## **2. Desde el punto de vista del Mantenimiento**

Está en el alcance de la delegación de responsabilidades, de manera que las unidades del sistema, no obstante estar vinculadas y ser responsables por sus propios objetivos, estén también vinculadas y se sientan responsables por los objetivos del sistema al cual pertenecen, así como con el medio ambiente. De esta forma, las unidades pasan a tener funciones bien definidas, y a establecer un determinado tipo de relaciones, adquiriendo una dinámica propia de actividades, con posibilidad de desarrollo y perfeccionamiento de sus funciones específica.

### **2.4.8.4 DIRECCIÓN Y EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO**

La ejecución del mantenimiento viene de una acción del gerente o supervisor, para que sus subordinados se propongan alcanzar los objetivos establecidos en la planeación y estructurados por la organización.

Los siete recursos generales que cuenta toda empresa son: tiempo, hombres, maquina, materiales, etc.; todos, menos el humano, poseen comportamiento invariable por sí mismos, y es indiscutible que el



comportamiento de los hombres varia positiva o negativamente debido a sus necesidades, gustos, deseos o temperamento.

Es importante que todo gerente o supervisor utilice las 4 herramientas de la ejecución que son:

### **1. Motivación**

Es la parte más valiosa de un dirigente, es el que posee atributos para poder crear en sus subordinados un sentimiento que los impulse con gusto a la acción.

Todo ser humano, independientemente del nivel en que es colocado, reacciona con relación a encontrar la satisfacción de sus necesidades durante todos sus actos; es decir, las necesidades **físicas (fisiológicas de seguridad)** son una característica no motivadora ya que, una vez que han sido atendidas en la forma que al individuo le parece suficiente hasta que vuelva a presentarse y las necesidades **psíquicas (de pertenecía, de estima, de auto realización)** siempre estarán presentes aunque sean atendidas adecuadamente.

### **2. Comunicación**

La base para cualquier relación es la comunicación, o sea, la capacidad de una persona para transmitir sus sentimientos e ideas a otras.

Para establecer una comunicación, son necesarios los siguientes tres elementos básicos:

- **El emisor.-** es el responsable de que la comunicación tenga el efecto esperado.
- **El canal o medio de comunicación.-** se refiere a los 5 sentidos (vista, oído, olfato, gusto y tacto) que ayudaran al emisor a comunicarse acertadamente.
- **El receptor.-** es el que recibe el mensaje y de él se espera que como resultado de la comunicación modifique su conducta y actué en la forma deseada.

### **3. Dirigir**

Es mostrar el camino para llegar a algún punto, el gerente o supervisor debe conocer su empresa a fondo y sentirse parte de ella, estos factores lo dejan en aptitud de poder dirigir eficientemente a sus subordinados, propiciando en ellos que su actuación tenga la tendencia de conseguir el objetivo de la empresa.

Las órdenes, instrucciones o reglas deben ser dadas al personal atendiendo los principios de motivación y comunicación, a fin de que el gerente o supervisor actué como guía, orientando o impulsando a sus subordinados en una forma adecuada, lo que deben hacer.

### **4. Coordinar**

Es lograr que los esfuerzos del grupo estén sincronizados y adecuados en tiempo, cantidad y dirección. La coordinación nos lleva a una ponderación adecuada de todos nuestros recursos, evitando altos costos.

Para evitar que los departamentos de la empresa se vuelvan sociedades asociadas y anónimas, es indispensable que el personal conozca y acepte el objetivo principal y secundario de la empresa, así como la importancia y subordinación de cada uno de ellos con respecto a los demás; con esto se desarrollara la unidad de doctrina en el personal de la empresa.

#### **2.4.8.5 CONTROL DE MATERIALES Y DE CALIDAD DEL MANTENIMIENTO**

El control es la comprobación de que las personas y los recursos físicos y técnicos estén llevando a cabo lo planeado en el tiempo considerado, con o sin desviaciones a la norma predeterminada. El control en si es un procedimiento que se inicia al concluirse la planeación, que es cuando se establecen las normas o estándares derivados de los presupuestos y que se continua durante todo el proceso administrativo, por lo que es constante y dinámico.

Generalmente, las herramientas de control de una empresa son todos los estados financieros y los de producción; y para facilitar este control, es necesario utilizar los siguientes factores:

##### **1. Medir**

Durante el proceso administrativo se estarán midiendo los resultados obtenidos en aquellos elementos de control previamente escogidos, anotándose los datos en los estados financieros o de producción (medios de control) y dando a conocer estos a las personas idóneas.

## **2. Comparar**

Con el resultado de las mediciones se estará en capacidad de comparar estos con las normas establecidas y conocer si existen variaciones de importancia con respecto a estas. Debe obrarse con un criterio amplio a fin de escoger las desviaciones importantes o excepcionales.

## **3. Analizar**

Las variaciones importantes deben ser analizadas con el fin de conocer claramente el porqué de las mismas; muchas veces será necesario revisar los procedimientos o incluso los métodos, pues estos nos mostraran en donde fracasaron las acciones del personal.

## **4. Corregir**

Después de obtener el análisis se debe aplicar los correctivos necesarios tomando en cuenta que este debe eliminar la causa y no solo corregir el defecto.

El control se facilita con la invariabilidad en las políticas, con la simplificación de la producción y con la estandarización de procedimientos,

tiempos o actividades, ayudando todo esto a obtener una mejor coordinación y, consecuentemente, mejores rendimientos.

#### **2.4.8.6 INDICADORES PARA EL CONTROL DE GESTIÓN**

Para gestionar el mantenimiento se necesita de índices con los cuales monitorear el buen desempeño de las actividades del mantenimiento en la empresa; para esto, los índices se clasifican en tres grupos principales: indicadores de gestión, indicadores de mano de obra y finalmente, indicadores de costos.

Los indicadores permiten medir el grado de cumplimiento de los objetivos planificados para un periodo dado, así como detectar determinadas tendencias, con la finalidad de evaluar las metas logradas, o para introducir los correctivos necesarios para contrarrestar las desviaciones detectadas.

##### **2.4.8.6.1 Características de los Índices**

Las características de los índices de gestión son los siguientes:

1. Identificar los factores clave de producción.
2. Definir unos índices que los evalúen.
3. Establecer un registro de datos que permite su cálculo periódico.
4. Tomar las oportunas acciones y decisiones ante las desviaciones que se detecten.

5. Se trata no solo de efectuar un control por objetivos, sino también un control de los objetivos para adecuarlos a cada circunstancia.

#### **2.4.8.6.2 Calculo de los índices para la evaluación de la gestión de mantenimiento**

Cuando se emprende cualquier actividad es necesario definir una serie de variables que cuantifiquen la eficacia y eficiencia de dichas actividades, para poder interpretar de forma en la que actúa el mantenimiento. De este modo se puede evaluar de forma objetiva si se consiguen los objetivos que se pretendían con la realización de dicha actividad. Entre las principales variables, se puede mencionar a las siguientes:

##### **1. Disponibilidad**

La disponibilidad es el principal parámetro asociado al mantenimiento, dado que limita la capacidad de producción. Se define como la probabilidad de que una maquina o sistema esté preparado para producción en un periodo de tiempo determinado, o sea que no esté parada por averías o ajustes.

$$Disponibilidad = \frac{TIEMPO TP}{TIEMPO TPPP} = \frac{TP}{TP + TM} \quad (1)$$

**Donde:**

TPPP: Tiempo Programado para Producir

TM: Tiempo muerto. (DOWNTIME)

TP: Tiempo produciendo. (UPTIME)

TPPP – TM = TP

$$Availability = \frac{Uptime}{Uptime + Downtime} \quad (2)$$

Los tiempos muertos los producen las fallas.

## 2. Tiempo medio entre fallas (TMEF)

Esta referido al tiempo que transcurre entre la aparición de una falla y otra, para un componente, equipo o sistema. El análisis de este indicador debe consistir en lograr que el mismo sea lo más amplio posible; lo que significa que, el elemento estudiado ha permanecido operando sin presentar paradas no programadas. Para su cálculo, se utiliza la ecuación mostrada a continuación.

$$TMEF = \frac{Total\ horas\ de\ operacion\ de\ equipo}{Total\ numero\ de\ paradas\ correctivos}$$

$$TMDR = \frac{Total\ de\ horas\ de\ intervenciones\ correctivas}{Total\ numero\ de\ paradas\ correctivos}$$

$$Disponibilidad\ Inherente\ Di = \frac{TMEF}{TMEF + TMDR} \quad (3)$$

**Donde:**

TMEF: Tiempo medio entre fallas.

TMDR: Tiempo medio de reparación

### 3. Fiabilidad

La fiabilidad es la probabilidad de que un determinado equipo o instalación desarrolle su función; bajo unas condiciones específica y durante un tiempo determinado.

Por lo tanto, la media de tiempos entre fallos (**TMEF**) caracteriza la fiabilidad de la máquina.

### 4. Mantenibilidad

La Mantenibilidad es la probabilidad de que un equipo en estado de fallo sea restablecido a una condición específica, dentro de un periodo de tiempo dado, y utilizando recursos determinados.

Por lo tanto, la media de tiempos de reparación (**TMDR**) caracteriza la Mantenibilidad del equipo.

$$\text{Mantenibilidad (M)} = \frac{TMEF}{TMEF - TMDR} \quad (4)$$

### 5. Eficiencia total de los equipos

ETE (**Overhaul Equipment Effectiveness**) es un indicador que se emplea para definir la eficiencia total de los equipos, al englobar bajo un solo índice los tres parámetros fundamentales relacionados con el funcionamiento de los equipos de producción.



$$ETE = Disponibilidad * Rendimiento * Calidad \quad (5)$$

## 6. Rendimiento

El rendimiento contempla la pérdida de eficiencia de un determinado equipo como la disminución de su capacidad de producción frente a la nominal o esperada.

$$Rendimiento = \frac{Número\ Total\ de\ Unidades}{Tiempo\ de\ Operación * Capacidad\ Nominal} \quad (7)$$

$$Rendimiento = \frac{Producción\ Real}{Producción\ Planificada} \quad (8)$$

## 7. Calidad

La calidad es el indicador de las pérdidas por fabricación defectuosa de los productos, ya sea al fabricar unidades que directamente deben ser desechadas, como aquellas que requieran ser procesadas.

$$Calidad = \frac{Número\ de\ Unidades\ Válidas}{Número\ Total\ de\ Unidades\ Fabricadas} \quad (9)$$

$$Calidad = \frac{Producción\ Real - Producción\ Rechazada}{Producción\ Real} \quad (10)$$

#### **2.4.8.7. AUDITORIA DEL MANTENIMIENTO**

La auditoría, es el control que se efectúa a todas las actividades de mantenimiento para evaluar si se cumple con los planes establecidos, y si estos son efectivos y adecuados en la práctica para alcanzar los objetivos de la empresa.

Generalmente estas auditorías son realizadas por personas ajenas al departamento de mantenimiento.

Para lograr una buena evaluación, es necesario investigar lo siguiente:

1. La organización.
2. Documentación de la gestión de mantenimiento.
3. La planificación y programación.
4. El seguimiento del trabajo.
5. La productividad.

##### **2.4.8.7.1 La Organización**

La investigación en la organización proporciona información acerca de la estructura que conforma el área de mantenimiento, muestra además las metas y objetivos del área para luego poder determinar si estos cumplen o no con lo establecido.

#### **2.4.8.7.2 Documentación de la Gestión de Mantenimiento**

La auditoría en este punto busca verificar si el uso de las órdenes de trabajo se está realizando en forma adecuada. Las órdenes de trabajo pueden ser emitidas manualmente en formatos o ser emitidas automáticamente por un sistema o software de mantenimiento.

#### **2.4.8.7.3 Planificación y Programación**

La planificación y programación del mantenimiento se realiza sobre la base de las necesidades de los usuarios o equipos. Para realizar una buena planificación y programación de las tareas de mantenimiento, se deben tener claros los siguientes aspectos: mano de obra, materiales, procedimientos de planificación, trabajo ejecutado y pendiente.

#### **2.4.8.7.4 Seguimiento del Trabajo**

Una vez realizada la planificación y programación de las actividades de mantenimiento, se procede hacer el seguimiento tanto a las asignaciones de cuadrillas para los trabajos, como a la efectividad de los supervisores y también procedimiento modificativos según normas técnicas establecidas.

Al realizar la auditoría de la gestión del mantenimiento se lograra tener una visión más clara de todo el sistema. Además, en esta fase se obtiene información importante relacionada con las acciones de mantenimiento

planificativo, ejecutada, fallas de equipos; la cual puede ser analizada con mayor facilidad a través de indicadores.

#### **2.4.8.8 DATOS DE MANTENIMIENTO**

A fin de lograr conseguir un sistema de mantenimiento eficiente, es dable establecer pautas para tratar de recopilar la mayor cantidad de información posible; esto a través de la identificación de los elementos que componen la instalación industrial o de servicios, su localización y utilidades; a continuación se muestran una serie de parámetros que permitirán gestionar el mantenimiento de una manera más eficiente:

##### **1. Inventario y Catastro**

El inventario correlaciona cada equipo con su respectiva área de aplicación, función, centro de costos y posición física o geografía en el área de producción y ofrece ayudas al personal de la gerencia; para el dimensionamiento de los equipos de operación y mantenimiento, calificación necesaria al personal, definición de instrumentos, herramientas y maquinas, además de la proyección del plan general de construcción y distribución de los talleres de apoyo.

Una vez identificados los equipos que componen la instalación, los registros se complementan con las demás informaciones las que deben ser suficientemente amplias para absolver consultas de especificación, fabricación, adquisición, traslado, instalación, operación y mantenimiento.

A este conjunto de información se le conoce como catastro; se lo puede definir como el registro del mayor número de datos posibles de los equipos, a través de formularios o pantallas estandarizadas, que archivados de forma organizada; posibilitan el acceso rápido a cualquier información, entre los principales datos se encuentran:

- Manuales y catálogos.
- Planos de los equipos.
- Recomendaciones del fabricante.
- Costos asociados.
- Valores nominales Tensión/Corriente, Dimensiones.

## **2. Instrucciones de Mantenimiento y recomendaciones de Seguridad**

A fin de estandarizar los servicios de las actividades programadas del mantenimiento, es recomendable el desarrollo de instrucciones de mantenimiento; las cuales están orientadas objetivamente a la ejecución del mantenimiento en esas actividades, para evitar que alguna tarea sea omitida por desconocimiento u olvido.

Como variante de las instrucciones de mantenimiento, existen archivos de recomendaciones de Seguridad, normalmente asociados a la naturaleza del

equipo y que tienen por finalidad, evitar actos inseguros durante la ejecución del mantenimiento.

### 3. Informes de Falla

Los registros de información precisa sobre las fallas, es una de las funciones más importantes del supervisor de mantenimiento que las detallo a continuación:

- Una descripción precisa del problema.
- Una descripción de la parte que fallo.
- La opinión de un supervisor acerca de que causo la falla.

El informe de falla debe ser dividido de acuerdo a los responsables de dicha información, esta se encuentra definida de la siguiente manera:

- a) Informe iniciador:** Esta sección del informe de falla, es de responsabilidad de quien detecto la falla, por lo general del dueño del problema (operador).
- b) Informe del reparador:** Esta sección del informe de falla, es de responsabilidad de quien está a cargo de solucionar el problema o de reparar el equipo, en el cual a más de indicar cuáles fueron las causa de falla y trabajo realizado; debe emitir un registro de los repuestos y materiales utilizados.

**c) Informe del analista:** Esta es la sección del informe asignada al planificador, el cual analiza la causa de la falla para luego emitir recomendaciones de modo de evitar la reiteración de esta.

#### **4. Ordenes de trabajo**

La orden de trabajo, es el documento usado para registrar los trabajos de mantenimiento y análisis de falla.

La fuente de datos relativos a las actividades desarrolladas por el personal de ejecución de mantenimiento, deben incluir el tipo de actividad, su prioridad, falla o el defecto encontrado y como fue reparado, duración, los recurso humanos y materiales utilizados, y otros datos que permitan evaluar la eficiencia de la actuación del mantenimiento y sus implicaciones de costos y programación.

Las órdenes de trabajo son específicas de cada empresa en función de la actividad, organización, cantidad y tipo de mano de obra y equipos que disponga.

#### **5. Mano de obra disponible**

Se entiende como mano de obra disponible dentro del mantenimiento, al resultado de las horas – hombre efectivas; es decir, el producto del número de empleados de ese órgano por el número de horas trabajadas sean estas normales y/o extras, menos el número de horas – hombre no presentes por

motivo de vacaciones, por enfermedad, servicio en otras unidades de la empresa, capacitación externa, accidente o cualquier otro motivo autorizado o no, que haya provocado la ausencia del personal.

Para la recolección de datos de la disponibilidad de personal, para la ejecución del mantenimiento propio y de esfuerzo en otras áreas de la empresa o de contratistas, es necesario el desarrollo de un formulario, que debe ser completado por el órgano administrativo de cada unidad de producción, a partir de los registros de las tarjetas horarias u otro sistema de control de horario adoptado en la empresa.

## **6. Datos de operación**

Para permitir el procesamiento de información relativa a los informes de gestión de equipos y costos, debe ser previsto el registro de los datos provenientes de operación, que debe constar básicamente de horas de funcionamiento de los equipos por periodo de control, pérdida o reducción de la producción debido al mantenimiento; además, de la referencia a cada intervención normalmente hecha a través de la indicación del número de la orden de trabajo.

Esta información puede ser obtenida directamente de los bancos de datos de operación, por parte de los operadores.



## **2.5 TRIBOLOGÍA**

El concepto de tribología se lo conoce desde el 9 de Marzo de 1966, en un informe elaborado por la Comisión del Ministerio de Educación y Ciencia de Gran Bretaña. La importancia de la tribología como ciencia se refiere al estudio del desgaste y la fricción en los sólidos de contacto y también, la interacción de estos cuerpos con el medio ambiente.

En los tanques de almacenamiento de petróleo de techo flotante, se puede determinar este desgaste en el sello del techo que está en fricción constante con las paredes del tanque. La inspección se debe realizar a este elemento; porque si este falla, los gases internos del tanque pueden salir al medio ambiente y contaminarlo.

Dentro y fuera del tanque de almacenamiento de petróleo, se deberá poner mucho énfasis en la inspección de la corrosión de las planchas, esta corrosión que es un desgaste no deseado, es el principal causante para que un tanque de almacenamiento este fuera de servicio y de esta manera realizar su respectivo mantenimiento.

## **2.6 MECÁNICA DE FLUIDOS**

Este tipo de flujo se caracteriza por trayectorias circulares erráticas, semejantes a remolinos. En el flujo turbulento las partículas se mueven en

trayectorias irregulares, que no son suaves ni fijas. El flujo es turbulento si las fuerzas viscosas son débiles en relación con las fuerzas inerciales.

El flujo turbulento encontramos en el proceso de bombeo desde los tanques de surgencia de las estaciones de Petroecuador o Estaciones de petroleras privadas, que van por la tubería hacia los tanques de almacenamiento; luego de que los tanques se encuentran llenos y en calma el fluido este se encuentra en forma laminar y luego el fluido vuelve a cambiar a un estado turbulento por la acción de los mezcladores, para que vuelva a iniciar el proceso de vaciado del tanque hacia la tubería de transporte del fluido, hacia la estación Balao.

### 2.6.1 NÚMERO DE REYNOLDS

El régimen de flujo depende de tres parámetros físicos que describen las condiciones del flujo. **El primer parámetro** es una escala de longitud del campo de flujo, como el espesor de una capa límite o el diámetro de una tubería. Si dicha escala de longitud es lo bastante grande, una perturbación del flujo podría aumentar y el flujo podría volverse turbulento. **El segundo parámetro** es una escala de velocidad tal como un promedio espacial de la velocidad; si la velocidad es lo bastante grande el flujo podría ser turbulento. **El tercer parámetro** es la viscosidad cinemática; si la viscosidad es lo bastante pequeña, el flujo puede ser turbulento.

Estos tres parámetros se combinan en un solo parámetro conocido como el número de Reynolds ( $R$ ), con el cual se puede predecir el régimen de flujo, si  $R > 4000$  el flujo será turbulento.

Cuando el flujo entra en régimen turbulento, se puede presentar el caso de que el conducto sea liso o el caso de que el conducto sea rugoso.

### 1. Tubos lisos

Se presentan tres subcapas:

- **Subcapa viscosa:** el movimiento es primariamente viscoso, aunque no es estrictamente laminar y la velocidad varía linealmente. Esta subcapa es muy difícil de observar bajo condiciones experimentales. Sin embargo su importancia es decisiva para la determinación de las fuerzas de arrastre.
- **Capa de transición:** el flujo es turbulento, pero la viscosidad todavía ejerce su influencia.
- **Zona de turbulencia:** se aplica la teoría de longitud de mezcla de Prandtl, asumiendo que el flujo turbulento en una tubería está fuertemente influenciado por el fenómeno del flujo cercano a la pared.

### 2. Tubos rugosos

Se presentan dos casos, según que el tamaño de la rugosidad sea o no mayor que el espesor de las subcapas viscosas y de transición.

- Si el tamaño de la **rugosidad es mayor que el espesor** de las subcapas viscosas y de transición: la viscosidad no tendrá ningún efecto apreciable sobre el factor de fricción, y este solo dependerá de la rugosidad relativa.
- Si el tamaño de la **rugosidad es menor que el espesor** de las subcapas viscosas y de transición: se presenta el régimen de transición entre el movimiento turbulento liso y turbulento rugoso, donde el factor de fricción depende del número de Reynolds y de la rugosidad relativa.

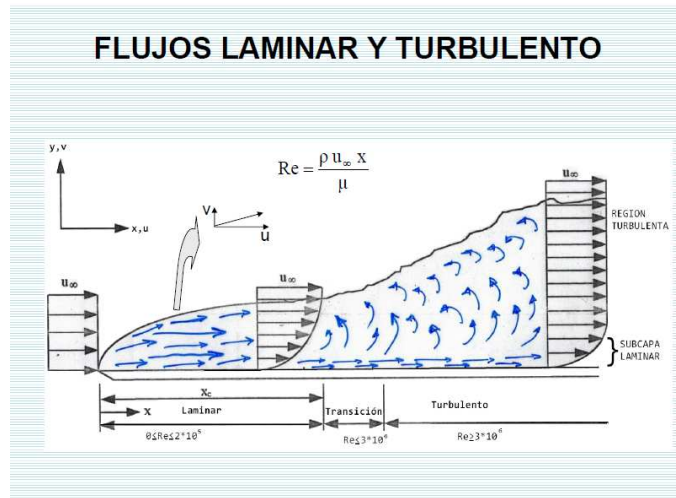


Figura 2.29.- Flujo Laminar y Turbulento<sup>[35]</sup>

## 2.7 DESCRIPCIÓN DE LA NORMA API 653

La norma API 653 se refiere a tanques de carbono aleaciones de bajo contenido de acero, fabricados según a norma API 650 y la anterior API 12C.

Esta norma suministra los requerimientos mínimos para la mantención de la integridad de los tanques, sean estos de tipo soldados, remachados, no refrigerados, a presión atmosférica, etc.; que han sido puestos en servicio.

Cubre la norma la inspección de la mantención, reparación, modificación, re-ubicación y reconstrucción de dichos tanques.

Existen algunas características de la norma que son:

1. Se limita a la fundación del tanque, piso, el manto, la estructura, el techo, otros accesorios y las boquillas conectadas a la cara del primer anillo, las primeras juntas con hilo, o a las primeras conexiones de las uniones de extremos soldados. Muchos de los diseños, soldadura, revisiones, y requerimientos de material de la norma API 650 pueden ser aplicables en la inspección de la mantención, calibración, reparación y modificaciones de los tanques en servicio activo.
2. La norma ocupa los principios de API 650, sin embargo: el dueño-operador-ingeniero en mantenimiento, de un tanque de almacenamiento; basándose en los detalles de construcción y operación específicos, pueden aplicar esta norma a cualquier tanque de acero construidos según especificaciones del tanque de almacenamiento.
3. Esta norma no contiene reglas u hojas de instrucciones que cubran toda la variedad de condiciones que pueden ocurrir a un determinado tanque de

almacenamiento. Cuando no se dan detalles de construcción ni diseño y los antecedentes no están disponibles en las normas, entonces se recurrirá a la norma API 650 la cual proveerá todos los detalles integralmente iguales.

**a. Cumplimiento de la Norma API 653**

El propietario-operador tiene absoluta responsabilidad por el cumplimiento de todas las reglamentaciones de esta norma. Si se asigna una determinada tarea a alguna persona que no sea el propietario – operador, por ejemplo re-ubicar y reconstruir un tanque de almacenamiento, los límites de responsabilidad para cada parte deberán ser definidas por el dueño-operador antes de comenzar el trabajo.

**b. Jurisdicción**

Si algún reglamento de esta norma presenta un conflicto directo o implícito con cualquier reglamentación estatal, deberá prevalecer la reglamentación estatal. Sin embargo, si los requerimientos de esta norma son más restrictivos que los requerimientos de la reglamentación, entonces deberán prevalecer los requerimientos de esta norma, que son más restrictivos que los requerimientos de la reglamentación; entonces deberán prevalecer los requerimientos de esta norma.

**c. Seguridad en las Practicas de Trabajo**

Deberá prepararse un estudio de los riesgos principales potenciales que podrá estar expuesto el personal que lleve a efecto las inspecciones internas del mismo. Se deberá desarrollar procedimientos según la guía de la norma API 2115, ya sea reparando o desmantelando los tanques de almacenamiento. Se deberá desarrollar procedimientos según la guía dadas en API 2015, practicas recomendadas API 2016, y la publicación 2217A la que incluirá protecciones de seguridad y para la salud e higiene del personal, la prevención de fuegos accidentales y explosiones y prevención del daño a la propiedad.

## **2.8 DESCRIPCIÓN DE LAS NORMAS DE SISTEMAS DE GESTIÓN INTEGRAL: GESTIÓN DE CALIDAD, GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL, GESTIÓN SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL.**

A continuación, se describirán las siguientes normas del Sistema de Gestión Integral:

### **1. Normas de Gestión de Calidad ISO 9001**

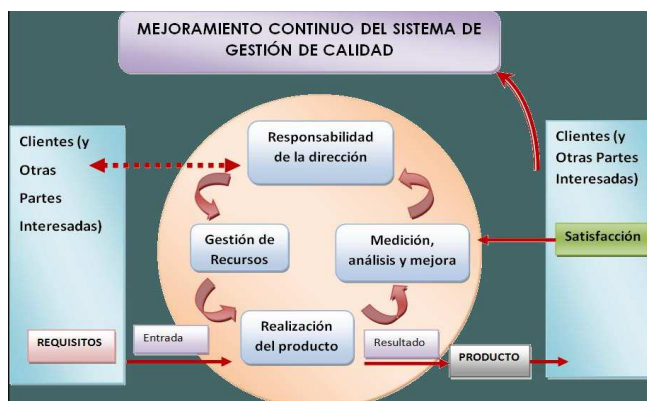
Esta Norma Internacional promueve la adopción de un enfoque basado en los procesos cuando desarrolla, implementa y mejora la eficacia de un sistema de gestión de la calidad, para aumentar la satisfacción del cliente mediante el cumplimiento de sus requisitos.

Para que una organización funcione de manera eficaz, tiene que identificar y gestionar numerosas actividades relacionadas entre sí. La aplicación de un

sistema de procesos dentro de una organización, junto con la identificación e interacciones de estos procesos, así como su gestión, puede denominarse como enfoque basado en procesos.

Uno de estos procesos metodológicos es conocido como Planificar-Hacer-Verificar-Actuar (**PHVA**) que puede describirse brevemente como:

- **Planificar.-** Establecer los objetivos y procesos necesarios para conseguir resultados de acuerdo con los requisitos del cliente y las políticas de la organización.
- **Hacer.-** Implementar los procesos.
- **Verificar.-** Realizar el seguimiento y la medición de los procesos y los productos respecto a las políticas, los objetivos y los requisitos para el producto e informar sobre los resultados.
- **Actuar.-** Tomar acciones para mejorar continuamente el desempeño de los procesos.





### Figura 2.30.- Modelo de Gestión de Calidad<sup>[36]</sup>

#### 2. Normas de Gestión de Medio Ambiental ISO 14001

Esta norma Internacional especifica los requisitos para un sistema ambiental que le permita a una organización desarrollar e implementar una política y unos objetivos que tengan en cuenta los requisitos legales y la información sobre los aspectos ambientales significativos.

El objetivo global de esta Norma Internacional es apoyar la protección ambiental y la prevención de la contaminación en equilibrio con las necesidades socioeconómicas.

Para lograr objetivos ambientales, el sistema de gestión ambiental puede estimular a las organizaciones a considerar la implementación de las mejores técnicas disponibles cuando sea apropiado y económicamente viable, y a tener en cuenta completamente la relación entre el costo y la eficacia de estas técnicas.

Esta Norma Internacional también aplica el sistema de procesos llamado **PHVA**, el cual fue descrito en la Norma Internacional ISO 9001.



Figura 2.31.- Modelo de Gestión Ambiental<sup>[37]</sup>

### 3. Normas de Gestión Seguridad Industrial y Salud Ocupacional OHSAS 18001

Esta Norma Internacional OHSAS especifica los requisitos para un sistema de gestión de seguridad (**S**) y salud ocupacional (**SO**) que le permita a una organización desarrollar e implementar una política y objetivos que tengan en cuenta los requisitos legales e información acerca de riesgos de seguridad y salud ocupacional. Se busca su aplicación a todo tipo y tamaño de organizaciones, y dar cabida a diversas condiciones geográficas, sociales y culturales.

Esta norma OHSAS (Occupational Health and Safety Assessment Series) es aplicable a cualquier organización que desee:

- Establecer un sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional (**S y SO**) con el fin de eliminar o minimizar los riesgos para el personal y otras

partes interesadas que pueden estar expuestas a peligros de S y SO asociados con sus actividades.

- Implementar, mantener y mejorar continuamente un sistema de gestión de S y SO.
- Asegurarse de su conformidad con la política establecida para S y SO descrita a continuación:
  - a) Una autodeterminación y auto declaración.
  - b) Búsqueda de confirmación de su conformidad por las partes que tienen interés en la organización, tales como los clientes.
  - c) Búsqueda de confirmación de su auto declaración por una parte externa a la organización.
  - d) Búsqueda de la certificación de su sistema de gestión S y SO por una organización externa.

La organización debe establecer, documentar implementar y mantener en forma continua un sistema de gestión S y SO de acuerdo con los requisitos de esta norma OHSAS, y debe determinar cómo cumplirá estos requisitos.



Figura 2.32.- Modelo de Gestión en Riesgo Laboral<sup>[38]</sup>

## 2.9 LEGISLACIÓN ECUATORIANA

La Ley de Hidrocarburos en su Decreto Oficial N.-264 , Capítulo V; **Artículo N.- 20 .-** “Del Proceso de Control técnico y Fiscalización de Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos y Gas Natural”, tiene como Misión: Controlar, fiscalizar y evaluar la observancia de la normativa técnica y contractual, en la ejecución de las operaciones a cargo de empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales en las fases de transporte y almacenamiento de petróleo y gas natural.

Existen varios ámbitos de acción de la normativa, citare algunos de estos:

1. Controlar que la infraestructura, operación, mantenimiento y seguridad de los sistemas de transporte y almacenamiento de petróleo y gas natural cumplan con la regulación y normativa técnica vigente.
2. Controlar la entrega de petróleo a los sistemas de transporte por oleoductos y gasoductos de operación y producción de campos.
3. Controlar la operación de las instalaciones de los Centros de Fiscalización y Entrega (CFE), en los cuales se procede a la transferencia de dominio y custodia de la producción bajo los parámetros de calidad establecidos en la correspondiente regulación de la Agencia de Hidrocarburos.

## **CAPITULO 3**

### **DIAGNOSTICO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DEL SOTE**

#### **3.1 INSPECCIÓN TECNICA**

##### **3.1.1 GENERALIDADES**

La inspección interna es requerida principalmente para:

1. Asegurar que el fondo del tanque no se encuentre corroído y exista fugas.
2. Recolectar datos necesarios para realizar la verificación del espesor mínimo del fondo y cuerpo del tanque de almacenamiento de petróleo.
3. Identificar y evaluar cualquier asentamiento del fondo del tanque.

Todos los tanques deben tener una inspección interna mediante una frecuencia definida. El inspector autorizado que es responsable de la evaluación de un tanque de almacenamiento, debe realizar una inspección visual y asegurar el completamiento y la calidad de resultados de los ensayos no-destructivos **(END)**.

##### **3.1.2 CONSIDERACIONES PARA LA FRECUENCIA DE INSPECCIÓN**

Varios factores deben ser considerados para determinar la frecuencia de inspección de los tanques de almacenamiento de petróleo, Esto incluye, aunque no son limitados, los siguientes puntos:

- a) La naturaleza del producto a almacenar.
- b) Los resultados del chequeo de la inspección visual.
- c) Rangos de corrosión permitidos.
- d) Sistemas de prevención de corrosión.
- e) Condiciones previas de la inspección.
- f) Métodos y materiales de construcción y reparación.
- g) La localización de los tanques de almacenamiento, tales como áreas de alto riesgo o inapropiadas.
- h) El potencial de riesgo de contaminación del aire y agua.
- i) Modo de cambios en operación (frecuencia o ciclo de llenado)
- j) Sistemas de detección de fracturas.

El intervalo de inspección debe ser ajustado para asegurar que el espesor mínimo de la lámina de fondo en la próxima inspección no sea menor que los valores listados en la tabla 3.1. En ningún caso, el intervalo de inspección interna debe exceder de 20 años.

**Tabla 3.1 Espesores de la lámina anular del fondo (in)**

ESPESOR MINIMO DE LA LAMINA DE FONDO EN LA SIGUIENTE INSPECCION (in)	DISEÑO DEL FONDO / FUNDACION CIVIL DEL TANQUE ALMACENAMIENTO
0,1	Diseño del fondo / fundación civil sin ningún medio para la detección y contención de fugas del fondo
0,05	Diseño del fondo / fundación civil con medios para la detección y contención de fugas del fondo.
0,05	Fondo con recubrimiento aplicado con espesor > 0,05 in de acuerdo con API 652.

Fuente: Normativa API 653

### 3.1.3 REGISTROS

Los registros de inspección son la base de un programa de inspección/mantenimiento planificada. El propietario/operador deberá mantener un completo archivo de antecedentes formado por tres tipos de registros:



- a) **Registro de construcción.-** incluye todas las medidas debidamente anotadas, condición de todas las partes inspeccionadas, y un registro de todos los exámenes y pruebas que se han realizado al tanque de almacenamiento.
- b) **Historial de inspecciones.-** incluye una descripción completa de toda condición inusual y las recomendaciones para corregir los detalles que ocasionaron tal condición; deberá contener también el rango de corrosión y cálculos de intervalos de inspección.
- c) **Historial de reparación/modificación.-** incluye todos los antecedentes de un tanque de almacenamiento, desde su construcción con respecto a reparaciones, modificaciones, reemplazos y cambios de servicio registrados en condiciones de servicio tales como, temperatura y presión del producto almacenado.

#### **3.1.4 REPORTE**

Los reportes recomendando reparaciones, deberán incluir las razones para tales reparaciones y planos mostrando la ubicación realizada en el tanque de almacenamiento y la gran dimensión del trabajo realizado.

Los reportes de inspección en general, deberán incluir medidas de espesor del material, condiciones encontradas inicialmente, reparaciones, mediciones de ajustes y recomendaciones.

### 3.1.5 ENSAYOS NO – DESTRUCTIVOS

El personal que ejecuta los ensayos no destructivos **(END)**, debe ser calificado de acuerdo con API Std. 650 y los requerimientos suplementarios dados en la misma, sin embargo; deben ser considerados en la evaluación del tanque de almacenamiento por un inspector autorizado. El procedimiento se detalla a continuación:

- a) **Inspección Visual.-** Entre otras inspecciones se requiere para la determinación de cavidades formadas por la remoción de parches, áreas reparadas de la soldadura cuerpo-fondo, áreas de las láminas de fondo reparadas con soldadura, soldaduras de puntos dejados en el lugar, cavidades producidas por la remoción de defectos de soldadura.
- b) **Examen de partículas magnéticas y líquidos penetrantes.-** Se realiza este ensayo para inspeccionar áreas de la lámina del cuerpo reparadas con soldadura, cavidades por remoción de defectos de soldadura, laminas del fondo restaurado por soldadura.
- c) **Examen radiografiado.-** Se inspecciona las uniones nuevas de la lámina anular, laminas insertadas nuevas o reubicadas y soldaduras de las láminas de la puerta, las reparaciones de soldaduras a tope a menos que se hayan examinado con ultrasonido, laminas insertadas para instalar soldaduras de penetración a tope se deben radiografiar completamente.

- d) Prueba de fuga de aire.-** Es requerida para inspeccionar las soldaduras de lámina de refuerzo-cuerpo, lamina de refuerzo-boquilla, boquilla al cuerpo o para boquillas nuevas alteradas, pase inicial de las soldaduras del cuerpo-fondo por dentro y por fuera del cuerpo.
- e) Prueba de aceite diésel.-** Es requerida para inspeccionar el primer y último pase de soldaduras nuevas de la unión cuerpo-fondo, las soldaduras del piso del techo flotante y otras uniones que requieren hermeticidad de vapor o de líquido.
- f) Prueba de gas trazador.-** Es utilizada para evaluar soldaduras nuevas del fondo, a menos que ya se haya realizado la prueba de vacío.
- g) Prueba de vacío.-** Es requerida para evaluar láminas del fondo a donde puedan presentarse fugas, laminas del fondo restaurado por soldadura, soldaduras nuevas del fondo y para la soldadura cuerpo-fondo.

## **3.2 SOLDADURA**

### **3.2.1 CALIFICACIÓN DE LA SOLDADURA**

Las especificaciones para el procedimiento de soldadura (WPS), soldadores y operadores de soldadura, serán calificadas de acuerdo con la Sección IX del código ASME.

Deberá verificarse la capacidad de soldadura del acero de los tanques de almacenamiento existentes, si las especificaciones del material de un tanque de

almacenamiento son desconocidas u obsoletas; deberá tomarse el registro del procedimiento de calificación de la placa que se va a emplear.

### **3.2.2 IDENTIFICACIÓN Y REGISTROS**

A cada soldador y operario de soldadura se le debe asignar un número, letra o símbolo de identificación. Los registros de esta identificación, además de la fecha y resultados de las pruebas de calificación del soldador, deben estar disponibles para el Inspector.

## **3.3 DIAGNÓSTICO PARA EL SERVICIO**

### **3.3.1 GENERALIDADES**

Cuando los resultados de una inspección de un tanque de almacenamiento muestran que ha ocurrido un cambio respecto de la condición física del tanque de almacenamiento, se requiere efectuar una evaluación para determinar su adecuación para continuar en uso.

A continuación se detallan los factores a ser considerados dentro de la evaluación del tanque de almacenamiento requeridos en cada situación:

- a) Corrosión interna debido al petróleo almacenado o acumulación de agua en el fondo.
- b) Corrosión externa debido a su exposición al medio ambiente.

- c) Deformaciones del tanque de almacenamiento existentes.
- d) Análisis químico de las propiedades mecánicas de los materiales de construcción.
- e) Niveles de esfuerzos permitidos.
- f) Propiedades del petróleo almacenado (gravedad específica, temperatura y corrosividad).
- g) Temperatura de diseño del metal en la localización de servicio del tanque de almacenamiento.
- h) Techos con cargas vivas externas, cargas de viento y cargas sísmicas.
- i) Base de los tanques de almacenamiento, suelo y condiciones de asentamiento.
- j) Condiciones de operación tales como frecuencia y tasas o velocidades de llenado y de vaciado.

### **3.3.2 TECHOS DE TANQUES**

Deberá identificarse la integridad estructural del techo y el sistema de soporte. Placas de techo corroídas hasta un espesor de no menos 0,09" (2,286 mm.), en cualesquier área de 100 pulg.<sup>2</sup> o placas de techo con cualquier perforación a través de las placas del techo, deberán ser reparadas o reemplazadas.

**a) Techos fijos**

Los sistemas de soportes del techo (marco, alfarda, columnas y bases) deberán ser inspeccionadas con exactitud por un método aceptado por el Inspector responsable; elementos deformados, distorsionados o corroídos (tales como columnas y vigas maestras) y accesorios dañados, deberán ser evaluados y reparados o reemplazados si fuera necesario.

**b) Techos flotantes**

- Áreas de placas de techo y pontones con signos de agrietamiento o perforaciones, deberán ser reparadas o reemplazar la sección dañada. Las planchas del techo que presente perforaciones deberán ser reparadas o reemplazadas.
- Los sistemas de soporte del techo, sistemas de sellos perimetrales, accesorios tales como escalera rodante sobre el techo, equipos anti-rotatorios, sistemas de drenaje de agua, y sistemas de ventilación; deberán ser evaluados para efectuar las reparaciones o reemplazar estos elementos donde se requiera.
- La normativa guía existente para la evaluación de los techos flotantes, se encuentra en los criterios basados en la norma API 650, Apéndice C, para

los techos flotantes externos, y en el Apéndice H. para los techos flotantes internos.

### **3.3.3 EVALUACIÓN DEL CUERPO**

Defectos, deterioro u otras condiciones (por ejemplo cambio de servicio, relocalización, corrosión mayor que la tolerancia de corrosión original) que pueden afectar adversamente el desempeño o la integridad estructural del cuerpo de un tanque de almacenamiento; deben ser evaluados y una determinación debe darse con respecto a la adecuación para el servicio esperado, inspección y evaluación del tanque de almacenamiento, y estas actividades debe ser conducidas por un Ingeniero de Mantenimiento; y debe incluir un análisis del cuerpo para las condiciones esperadas de diseño, con base en el espesor y el material de las láminas existentes del cuerpo.

#### **a) Distorsiones**

Las distorsiones del cuerpo pueden incluir falta de redondez, áreas pandeadas, aéreas aplanadas y crestas, y cinturas en las juntas soldadas las cuales pueden ser causadas por varias condiciones, tales como asentamiento de la fundación, baja o alta presurización , pobre fabricación del cuerpo o técnicas de reparación.

#### **b) Defectos**

Defectos tales como grietas o laminaciones deben ser examinados y evaluados cuidadosamente para determinar su naturaleza y extensión, y si deberían ser reparadas. Si una reparación es necesaria, el procedimiento de reparación debe ser desarrollado e implementado. Las grietas en la soldadura fondo-cuerpo deben ser removidas.

**c) Viga de viento y refuerzos**

La evaluación del cuerpo de un tanque de almacenamiento para su adecuación para el servicio, también debe considerar los detalles y la condición de cualquier viga contra viento o rigizadores del cuerpo. La degradación por corrosión de estos elementos estructurales de sus uniones al cuerpo puede volver a estos elementos inadecuados para las condiciones de diseño.

**d) Soldadura del cuerpo**

Deberá evaluarse, si las soldaduras del cuerpo de un tanque de almacenamiento están o no en condiciones de servicio. Cualquier deterioro de las soldaduras existentes resultantes de corrosión o picadura; deberán ser evaluadas y establecer un procedimiento de reparación apropiados que deberán ser establecidos.

**e) Penetraciones (conexiones) del cuerpo**



La condición y los detalles de las penetraciones existentes del cuerpo (boquillas, puertas de limpieza, etc.) deben ser revisadas cuando se evalúa la integridad del cuerpo de un tanque de almacenamiento. Se debe revisar el tipo y tamaño del refuerzo, el espaciamiento de la soldadura, el espesor de las láminas de refuerzo y los cuellos de las conexiones, las bridas y tapas atornilladas para verificar su adecuación para el servicio.

### **3.3.4 EVALUACIÓN DEL FONDO DEL TANQUE**

El mecanismo de inspección debe evaluar los aspectos de corrosión y fallas que puedan causar fugas, por tantos daños ambientales. Cada aspecto de los fenómenos de corrosión y otros mecanismos potenciales de fugas o fallas debe ser examinado. Se debe realizar evaluaciones periódicas de la integridad del fondo adicionales a las inspecciones internas establecidas.

#### **a) Causas para fallas del fondo**

La siguiente lista de causas de fugas o falla de fondo, debe ser considerada en el momento de decisión de reparación o reemplazo del fondo del tanque:

- Picaduras (pitting) internas.
- Corrosión de las uniones soldadas (soldadura y zona afectada).
- Historia de agrietamiento de las juntas soldadas.
- Esfuerzos aplicados en las láminas del fondo por cargas de los soportes del techo o por asentamiento del cuerpo.

- Corrosión por el lado interior del fondo del tanque (normalmente en forma de picaduras).
- Drenaje inadecuado del fondo del tanque.
- Falta de la lámina anular del fondo.
- Asentamiento no uniforme que resultan en altos esfuerzos localizados en las láminas del fondo.
- Columnas de soporte del techo u otros soportes soldados al fondo sin la adecuada tolerancia para el movimiento de los mismos.
- Compactado no homogéneo de la base del fondo (por ejemplo una zona de arcillas en un parche de fundación con arena).
- Sumidero soportados inadecuadamente.

#### **b) Detección de fugas de los fondos**

Si un fondo de un tanque de almacenamiento va a ser reemplazado se debería considerar la instalación de un sistema de detección de fugas (**tell tale**) que podrá canalizar cualquier fuga en el fondo hacia una localización donde pueda ser fácilmente observada desde el exterior del tanque.

El uso de sistemas de detección de fugas o de monitoreo del fondo (tales como fondos dobles o membranas impermeables y tubos de detección de fugas

instalados debajo del fondo del tanque) son considerados, si satisfacen los requerimientos de evaluación periódica entre inspecciones internas.

### **c) Medición del espesor de las láminas del fondo**

Existen varios métodos disponibles para determinar la corrosión del fondo por el lado del suelo. Los métodos varían en el alcance y la precisión con la que pueden medir la corrosión general y localizada (**pitting**).

Las herramientas de fuga de flujo magnético (**MFL**) son comúnmente utilizadas, además de la medición de espesores con ultrasonido; usualmente se utiliza para confirmar y posteriormente cuantificar los datos obtenidos con la técnica del MFL.

### **d) Espesor mínimo para laminas anulares**

Debido a requerimientos de resistencia, el espesor mínimo de un anillo de lámina anular es usualmente mayor a 0,1 pulgadas. Las picaduras por corrosión (**pitting**) aisladas no afectan apreciablemente la resistencia de la lámina, a menos que se efectuó un análisis de esfuerzos, el espesor de la lámina anular del fondo debe estar de acuerdo con lo siguiente:

Para tanques en servicio con un producto de gravedad específica menor a 1.0, ( $G < 1$ ), el espesor no debe ser menor que lo dado en la tabla 3.2, mas cualquier tolerancia de corrosión específica.

**Tabla 3.2 Espesores de la lámina anular del fondo (in)**

ESPESOR DE LAMINA DEL PRIMER ANILLO  (in)	ESFUERZOS EN EL PRIMER ANILLO  (lbf/in <sup>2</sup> )			
	<24000	<27000	<29700	<32400
$t \leq 0,75$	0,17	0,2	0,23	0,3
$0,75 < t \leq 1$	0,17	0,22	0,31	0,38
$1 < t \leq 1,25$	0,17	0,26	0,38	0,48
$1,25 < t \leq 1,5$	0,22	0,34	0,47	0,59
$t > 1,5$	0,27	0,4	0,53	0,68

Fuente: Normativa API 653

### 3.3.5 EVALUACIÓN BASE DEL TANQUE

Las principales causas de deterioro de la fundación del tanque de almacenamiento son: asentamiento, erosión, agrietamiento y deterioro del concreto iniciado por: calcinamiento, ataque por agua bajo el fondo, ataques por heladas y ataques por alcalinos y ácidos.

Para asegurar la adecuación para el servicio, la fundación del tanque debe ser inspeccionada periódicamente.

#### a) Reparación o reemplazo de la fundación

Parches de concreto, anillos de concreto y pilotes que estén mostrando evidencia de descascaramiento, grietas estructurales o deterioro general deben

ser reparados para prevenir la filtración de agua a la estructura de concreto y la corrosión de la lámina de acero de refuerzo.

### **3.4 SELLOS DE UN TANQUE**

#### **3.4.1 REPARACIÓN O REEMPLAZO DE LOS SELLOS DEL TECHO FLOTANTE**

Los bordes del pie de sellos montados y los sistemas anulares pueden ser removidos, reparados o reemplazados. Para minimizar las pérdidas por evaporación o reducir el peligro potencial para los trabajadores, no más de un cuarto del sistema de sello del tanque debe ser sacado de una vez.

Los sistemas de sello principal montados parcialmente o totalmente que se hallan bajo la barra fijada con pernos o el tope de los bordes, usualmente no pueden remover durante el servicio. En este caso, las reparaciones durante el servicio están limitadas al reemplazo del sello principal fabricado.

Los bordes remontados y zapatos secundarios montados, pueden ser rápidamente instalados, reparados o reemplazados cuando el tanque esté en funcionamiento.

##### **a) Grietas de sellos al manto**

La reparación y otras acciones correctivas para mantener los requerimientos de sellado al manto incluyen:

- Ajuste al sistema de soporte en los sellos primarios, y mantener la espuma química alrededor del sello del tanque.
- Incrementar la longitud del borde de los sellos secundarios, en el área problemática.
- Reemplazando una parte o todo lo posible del sistema del sello principal a lo largo de la instalación, de una extensión de los bordes para un sello secundario. Este paso debe ser tomado solo después de chequear la variación del espacio anular para algunos niveles desde bajo bombeo hasta bajo nivel de líquido.

#### **b) Daño Mecánico**

Las partes dañadas deben ser reparadas o reemplazadas. Antes de tomar esta acción, la causa del daño debe ser identificada y corregida. Las partes curvas deben ser reemplazadas, pero no enderezadas. Los sellos rotos deben ser reemplazados.

#### **c) Deterioración del material del sello**

El deterioro del material resulta del desgaste y corrosión de los elementos metálicos y del deterioro químico producido por el clima. La vida útil y la información de las inspecciones deben ser usadas para determinar si un cambio de material es garantizado.

#### **d) Instalación de los sellos principales y secundarios**

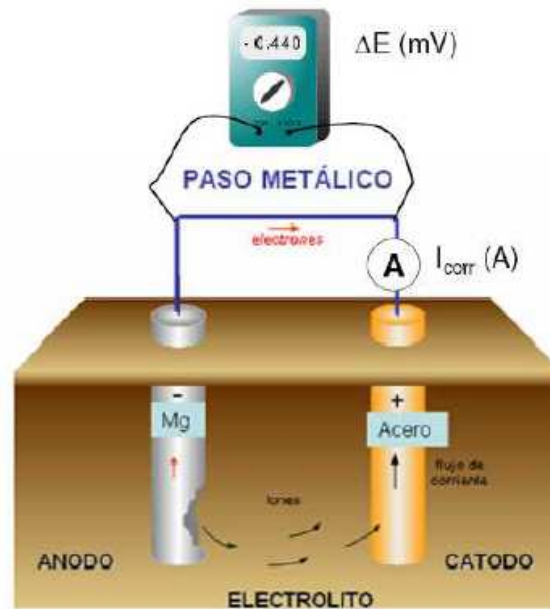
El reemplazo o aumento de sellos principales o secundarios se hace de acuerdo a las recomendaciones del fabricante. Además, la instalación final debe obedecer a las normas aplicables. Si el espesor del anillo del techo es menor que 0.10 in, debe ser reemplazado. El nuevo anillo del techo debe ser mínimo de 3/16 in. de espesor.

### **3.5 CORROSIÓN Y PROTECCIÓN CATÓDICA**

#### **3.5.1 CORROSIÓN**

Los problemas de corrosión atribuidos a elementos constituyentes de crudo, causan grandes pérdidas económicas a las productoras de petróleo, principalmente debido a la corrosión de las instalaciones de los pozos e instalaciones de superficie; siendo estos problemas generalmente causados por uno o más de los siguientes compuestos:

- Cloruro de hidrogeno y cloruros orgánicos e inorgánicos.
- Sulfuro de hidrogeno, mercaptanos y otros sulfuros orgánicos.
- Dióxido disuelto en agua.
- Ácidos orgánicos compuestos de nitrógeno.

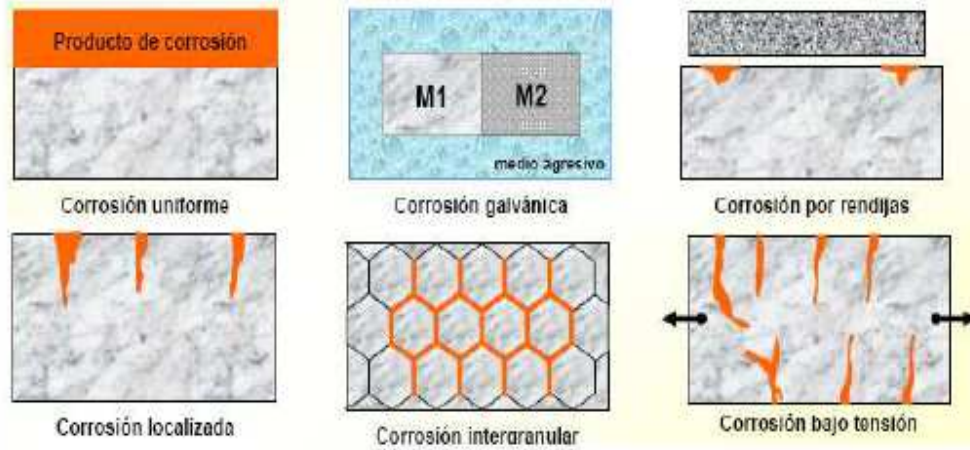


**Figura 3.1 Esquema celda de corrosión<sup>[39]</sup>**

Existen varios tipos de corrosión que se detalla en la siguiente lista:

- Corrosión uniforme
- Corrosión galvánica
- Corrosión por rendijas
- Corrosión localizada
- Corrosión intergranular
- Corrosión bajo tensión





**Figura 3.2 Esquema de los diferentes tipos de corrosión** <sup>[40]</sup>

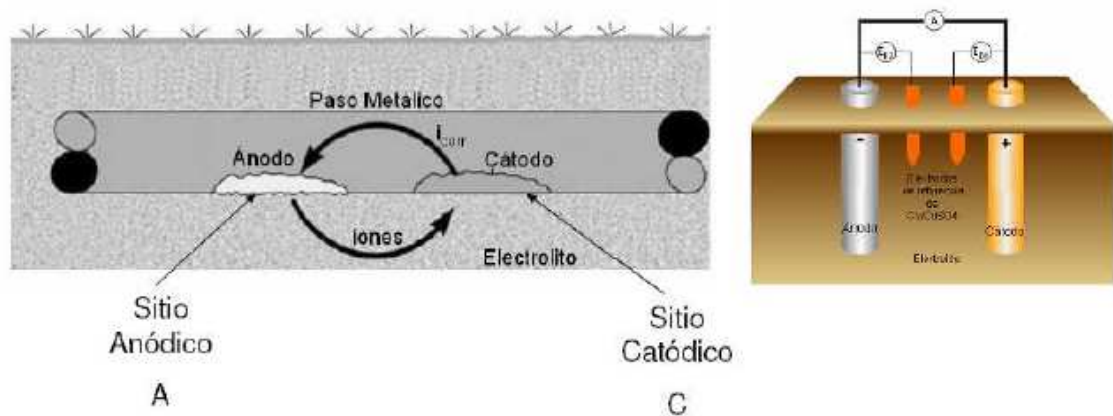
La corrosión por pitting es la disolución localizada y acelerada de un metal, esto como resultado de la ruptura de la película de óxido. Esta forma de corrosión puede producir fallas estructurales en componentes y por debilitamiento.

### 3.5.2 PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

El método para controlar la corrosión interna en tanques de almacenamiento de petróleo, es la utilización de inhibidores de corrosión, y para la corrosión externa se utiliza el método de ánodos de sacrificio y corriente impresa.

#### a) Protección catódica

La protección catódica es simplemente evitar que los elementos metálicos tengan corrosión; se evita mediante la variación de diferencial entre los sitios anódicos y catódicos obteniendo como resultado cero corrientes de corrosión.



**Figura 3.3 Esquema protección catódica [41]**

### b) Métodos de suministro de corriente de protección catódica

Existen dos métodos de suministro de corriente de protección catódica hacia una estructura que se encuentra en contacto con electrolito.

- **Protección por ánodos de sacrificio**

Se utiliza metales activos (ánodos) para proteger el metal menos activo (estructura)

Los ánodos de sacrificio más utilizados son los de; Aluminio, Zinc, Magnesio que se puede observar en la siguiente tabla 3.3.

**Tabla 3.3 Potenciales (mV) de los metales respecto al electrodo de referencia de Cu/CuSO<sub>4</sub>**

Metales sumergidos en Agua de Mar	Potencial (E) respecto a electrodo de Cu/CuSO <sub>4</sub> (mV)	
Grafito	+ 300	Materiales Catódicos
Hierro con alto contenido de Silicio	- 200	
Cobre	-200	
Acero en Hormigón	-200	
Plomo	- 500	
Hierro ductil de fundición	- 500	
Acero al Carbono Oxidado	- 200 a - 500	
<b>Acero al Carbono Pulido</b>	<b>- 500 a - 800</b>	
Aluminio	- 1050	Materiales Anódicos
Zinc	- 1100	
Magnesio	- 1600 a - 1750	

Fuente: Seminario Internacional de corrosión NACE 2008 EPN

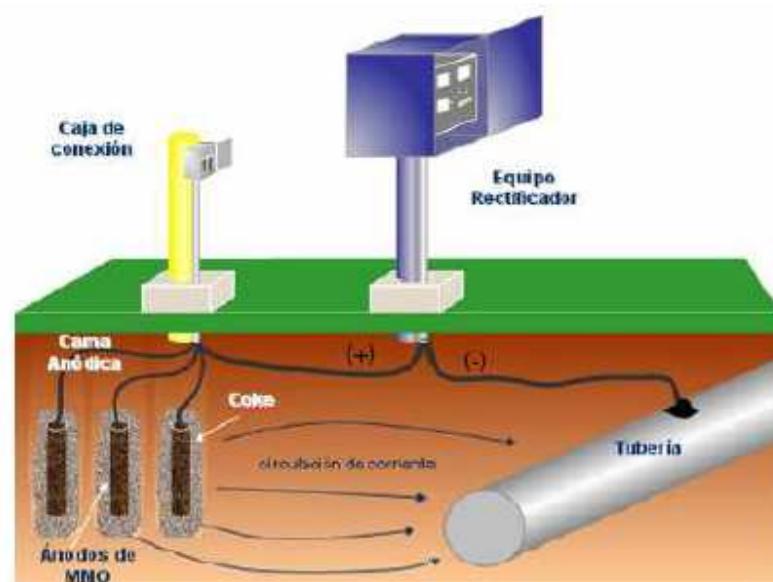
Este tipo de sistema se utiliza para bajos requerimientos de corriente, electrolitos de baja resistividad, fáciles de instalar y de bajo mantenimiento; los más utilizados en la protección de tanques de almacenamiento de petróleo.

#### **a) Protección por corriente impresa**

La corriente de protección la suministra una fuente externa de energía a través de ánodos y esta corriente circula hacia la estructura a través del electrolito.

Este tipo de sistemas se utiliza para:

- Grandes requerimientos de corriente de protección.
- Para estructuras metálicas sumergidas en electrolitos de cualquier resistividad.
- Para tuberías y/o oleoductos enterrados o sumergidos.
- Para proteger fondos externos de tanques de almacenamiento.



**Figura 3.4 Protección por corriente impresa<sup>[42]</sup>**

Para evaluar el estado del sistema de protección catódica de los tanques de almacenamiento de petróleo detallare algunos criterios que se utilizan:

- **Resistividad de los suelos**

Es muy importante conocer el pH del suelo ya que permite determinar la corrosividad del medio electrolítico (suelo). Esta resistividad del suelo es la medición de la capacidad para favorecer la corrosión electroquímica.

El equipo que se utiliza para determinar la resistividad del suelo se llama Wenner.

### **b) Medición de potenciales de Protección Catódica.**

Se toma los valores de potencial con una colectora de datos de potenciales switch ON / OFF y un electrodo de referencia de Cu/CuSO<sub>4</sub> en los postes de monitoreo.

- Aislamiento Dieléctrico.
- Medición de corriente de interferencias.
- Relevamiento de potenciales paso a paso.
- Estudio del recubrimiento externo.

## **3.6 RECUBRIMIENTOS**

### **3.6.1 DEFINICIÓN**

El recubrimiento protector es aquella película pigmentada (generalmente líquida) que una vez aplicada y curada, a más de la estética, protege a la estructura o sustrato, del medio al que va a estar expuesto (sólido, líquido, gaseoso) evitando su corrosión o degradación.

Pintura, es un film líquido que aplicado sobre un objeto se adhiere y forma una capa sólida que cumple la función de estética, decorado u objetivos específicos como señalización.

### **3.6.2 COMPONENTES**

#### **a) Resina, Blinder o Vehículo**

Es el componente principal y el que determina las propiedades de la misma, tipo de recubrimiento y su calcificación, ejemplo: resinas alquílicas, epoxicas. La resina es el aglutinante responsable de adherirse y forma película sobre el sustrato y determina la duración y resistencia (el vehículo; posee resina, solvente y aditivos líquidos).

#### **b) Pigmento**

Es un polvo o partícula fina que no se disuelve en el material y que da resistencia al medio ambiente, color, opacidad o brillo, incrementa adherencia, reduce permeabilidad a la humedad e inhibe la corrosión (propiedades galvánicas).

#### **c) Solvente**

Es el componente transitorio de la pintura, que sirve para dispensar la resina, los pigmentos y aditivos; además de facilitar su aplicación, posterior a esta se evapora y no forma parte de la película, e influye sobre la calidad del

acabado, apariencia, facilidad de aplicación y estabilidad al almacenaje (vida en el tarro o shelf life).

#### **d) Aditivos**

Sustancias químicas que mejoran una cualidad específica de la resina, ejemplos: Fungicidas, reo lógicos, catalizadores, antideslizantes, inhibidores, anti abrasivos, secativos, dispersables, emulsificantes, antiespumantes, protección UV, etc.

### **3.6.3 TIPOS DE RECUBRIMIENTOS**

#### **a) Monocapa**

Cuando una corta vida es todo lo que se requiere, como primer de taller, o por razones decorativas (interior casa) o cuando el recubrimiento se especifica para aplicar en una sola capa (poliuretanos, zinc orgánico, etc.) se aplica esta técnica.

#### **b) Múltiples capas**

Más de una capa del mismo material: (contraste color), es decir; el mismo recubrimiento se especifica como primer y acabado (epoxico feolico, interior tanques combustibles, crudo, epoxi poliamida, interior tanque, tuberías agua potable).

El uso de múltiples capas barrera, es el concepto de recubrimiento impermeable.

Una o más aplicaciones de diferentes recubrimientos: Es el más común de los recubrimientos exteriores de estructura de acero, ejemplo: primer zinc, epoxico intermedio y poliuretano acabado.

### **3.6.4 EVALUACIÓN DE LOS RECUBRIMIENTOS**

Según las especificaciones del cliente, se debe analizar si un recubrimiento propuesto cumple con lo solicitado, siendo lo ideal que sobrepase dichas especificaciones:

- a) Calificación.
- b) % de sólidos en volumen.
- c) Espesores recomendados.
- d) Tiempo de secado y repintado.

### **3.6.5 INSPECCIÓN DE LOS RECUBRIMIENTOS**

Los recubrimientos son generalmente conocidos o referidos por el tipo de resina o agente formador del film.

- 1. Requerimientos:** Durante la preparación de superficie, mezcla y dilución, aplicación y control de calidad.
- 2. Preparación de la superficie:** Determina (inspección y documenta) que la superficie especificada sea obtenida.



3. **Mezcla y dilución:** La mezcla de los componentes debe ser exacta (según su relación) y se inicia agitando por separado sus componentes previamente identificados, y luego añadiendo el catalizador a la base, con agitación con equipos (agitador asistido con aire o eléctrico).
4. **Aplicación recubrimiento:** Una vez controladas las condiciones ambientales, se debe controlar el espesor en húmedo así como el consumo de recubrimiento por m<sup>2</sup>. Un alto espesor produce un bajo o inapropiado tiempo de curado, chorreado, craqueo, atrapamiento de solventes, piel naranja y otros defectos. Un bajo espesor produce, apareamiento de óxido.

### 3.6.6 ESTUDIO DE ESPECIFICACIONES

Las tareas del inspector en recubrimientos son varias y serán detalladas a continuación:

- a) Definir con el representante del dueño de obra, sobre desviaciones a las especificaciones. Es responsabilidad.
- b) Determinar que el recubrimiento especificado sea el aplicado.
- c) Establecer que el recubrimiento a aplicar este con buena apariencia, no posea daños por tiempo, malas condiciones de almacenamiento, manipuleo, sedimentos, etc.
- d) Inspeccionar el mezclado y dilución del recubrimiento.

- e) Inspeccionar el grado de preparación de la superficie, incluido limpieza y perfil de anclaje.
- f) Chequear que no haya presencia de contaminantes visibles.
- g) Chequear que no existan defectos no visibles en la capa previa.
- h) Muestrear los recubrimientos.
- i) Medir espesores de recubrimientos.
- j) Documentar todos estos detalles en formato de reporte.
- k) Desarrollar otras tareas como regulaciones de seguridad, manejo y disposición de residuos peligrosos. El detalle de estas tareas puede explicarse en la reunión de trabajo.

El estudio de especificaciones involucra el conocer:

1. Condiciones de presión, temperatura, producto a almacenar o transportar gases generados dentro de un tanque o tubería.
2. Facilidades de limpieza, drenajes, inyección de químicos, protección catódica, etc.
3. Chequear que el recubrimiento solicitado, resista estas condiciones y esté calificado interna o externamente.
4. Chequear que la preparación de superficie sea en base a normas internacionales y que garantice el performance del recubrimiento. Acordar

que el perfil de anclaje sea alrededor del 20% del espesor total seco del sistema a aplicarse.

### **3.7 SISTEMA CONTRA INCENDIO DE UN TANQUE**

El sistema contra incendio de un tanque debe ser portátil o fijo; si el sistema portátil no da un resultado positivo entonces, los sistemas fijos son requeridos para la generación de espuma y agua de enfriamiento para tanques de almacenamiento de líquidos inflamables y demás instalaciones.

Las fuentes de agua pueden ser fuentes naturales tales como: lagos, ríos, y mares; en este caso será necesario un diseño de captación y estación de bombeo y estar de acuerdo a las prácticas de ingeniería aprobadas y que garanticen la capacidad requerida.

Es importante que las redes de agua para los sistemas contra incendios, no pueden estar conectadas a otros sistemas o que se utilice para otros propósitos.

#### **3.7.1 TECNOLOGÍA DE LA DETECCIÓN DEL INCENDIO**

La mayor parte de la tecnología de detección, se basa en alguna de las principales características de fuego que son: calor, humo (partículas materiales) y llama (luz).

Algunos factores que confunden el proceso de detección del fuego son: temperatura del medio ambiente que afecta a los detectores de calor y

movimiento del aire, que incide en los detectores de calor y de humo. Los detectores pueden ser de tres tipos:

- a) Detector de fuego sensible al calor.
- b) Detector de fuego sensible al humo.
- c) Detector de fuego sensible a la energía radiante.

### **3.7.2 SISTEMAS DE EXTINCIÓN MEDIANTE ESPUMA**

Los sistemas de extinción mediante espuma son sistemas fijos. Se usan para fuegos de materiales sólidos y líquidos, y ciertas restricciones, en incendios de materiales gaseosos. Para generar la espuma, la corriente de agua transcurre a través de diferentes equipos donde se mezcla adecuadamente con la sustancia que genera la espuma, el espumógeno. La combinación de agua y espuma concentrada, es casi siempre mezclada después con aire.

Existen diferentes campos de aplicación como: plantas de fabricación y de reparación, plantas de almacenaje en tanques, refinerías, aeropuertos, laboratorios, almacenes químicos, tanques de techo fijo, tanques de techo flotante, cubetas de recogida de derrames, cargadores, hangares, depósitos GLP, esferas GLP, etc.

### **3.8 MARCACIÓN Y ARCHIVOS DE REGISTROS**

### 3.8.1 PLACA DE DATOS

Los tanques de almacenamiento reconstruidos de acuerdo a la norma API 653, deberán ser identificados mediante una placa metálica resistente a la corrosión similar a la que se puede observar en la Figura 3.5., las letras y números no deberán contener menos de 5/32 in. de alto, serán grabadas en relieve o estampadas en la placa para identificar la siguiente información:

- a) Reconstruido bajo la norma API 563.
- b) Número de edición y revisión.
- c) Año de término de la reconstrucción.
- d) Norma original aplicada y el año de la construcción original, si se conoce.
- e) Diámetro nominal.
- f) Altura nominal.
- g) Gravedad específica de diseño.
- h) Máximo nivel de líquido operacional permitido.
- i) Nombre del contratista de reconstrucción y el número de serie asignado o el número de contrato.
- j) Número del tanque de almacenamiento dueño / operador.
- k) Material para cada anillo del cuerpo.

- l) Temperatura máxima de operación.
- m) Resistencia permitida que se ocupó en los cálculos de cada anillo del cuerpo.

RECONSTRUIDO POR API 653 _____		
Reconstruido por:		
_____		Norma original _____
_____		Tanque No. _____
Fecha _____		Diámetro del tanque _____ Altura _____
No. Serie _____		Gravedad específica _____
Carga admisible _____	Material _____	Presión de diseño _____
_____	_____	Año de reconstrucción _____
_____	_____	Nivel Máximo de líquido _____
_____	_____	Capacidad _____
_____	_____	Temp. Máxima de operación _____

**Figura 3.5 Placa de identificación** <sup>[43]</sup>

Una placa de identificación nueva debe ser colocada en el tanque de almacenamiento adyacente a la placa existente, si hay alguna. Una placa de identificación existente debe ser colocada en el tanque de almacenamiento. Las placas de identificación deben ser colocadas como es especificado en la Norma API 650.

### 3.8.2 ARCHIVO DE REGISTROS

Cuando un tanque ha sido evaluado, reparado, alterado o reconstruido con el código API 653 este debe tener la siguiente información; según sea aplicable, ser parte de los registros del dueño / operador para el tanque de almacenamiento, según los cálculo para:

- a) Evaluación de componente para medir la integridad del tanque de almacenamiento.
- b) Re-rateo (incluyendo el nivel del líquido).
- c) Consideraciones de reparación y alteración.
- d) Planos de reparación

Datos adicionales de soporte incluyendo pero no limitado a la información pertinente para:

- a) Inspecciones (incluyendo espesores).
- b) MTR y certificados de calidad de materiales.
- c) Pruebas.
- d) Radiografías (deberán ser mantenidas al menos un año).
- e) Consideraciones de fractura frágil.
- f) Datos de la construcción original del tanque de almacenamiento (fecha, estándar de construcción, etc.)
- g) Localización e identificación (número del dueño / operador, número de serie).
- h) Descripción del tanque de almacenamiento (diámetro, altura, servicio).

- i) Condiciones de diseño (nivel de líquido, gravedad específica, esfuerzo permisible, cargas inusuales de diseño, etc.).
- j) Material y espesor del cuerpo por anillo.
- k) Elevaciones del perímetro del tanque de almacenamiento.
- l) Registro de terminación de la construcción.
- m) Base para exceptuar la prueba hidrostática.

### **3.8.3 CERTIFICACIÓN**

Los tanque de almacenamiento reconstruidos de acuerdo a la norma API 653, requerirán documentación de tal reconstrucción y certificación de que el diseño, reconstrucción, inspección y pruebas fueron realizadas en conformidad de esta norma. La certificación de reconstrucción y/o diseño, según sea el caso, deberá contener información tal como se muestra en la Figura 3.6.



CERTIFICACIÓN PARA TANQUE RECONSTRUIDO POR API 653				
Nosotros certificamos que el tanque reconstruido en _____ y descrito a continuación				
No. de Serie	No. de propietario	Altura	Capacidad	Techo flotante o fijo
Fue reconstruido, inspeccionado y probado de acuerdo con todos los requisitos aplicables del Estandar API 653				
_____ Edición _____ Revisión, Fecha _____				
incluido todo el material suministrado por la organización de reconstrucción.				
_____				
Organización de Reconstrucción				
_____				
Representante Autorizado				
_____				
Fecha				

**Figura 3.6 Formas de certificación para tanques de almacenamiento (para tanques reconstruidos según API 653) <sup>[44]</sup>**

### 3.9 REVISIÓN DE LAS POLÍTICAS DE GESTIÓN

Las políticas de gestión son normas que orientan a las acciones gerenciales que pueden ser escritas, verbales o simplemente sobreentendidas; su importancia está en la orientación que proporcionan a la administración para poder conquistar el objetivo dentro de los límites que imponen los recursos de la empresa considerados en la planeación.

### 3.10 FUENTES DE INFORMACIÓN APLICABLES

Las siguientes normas, códigos, publicaciones y especificaciones son citadas como información aplicable para la norma API 653, y que las detallo a continuación:

- Prácticas Recomendadas API 579-1/ASME FFS-1, Fitness for service.
- Norma API 620, Diseño y Construcción de Soldados a Baja Presión.
- Norma API 650, Diseño y Construcción de Tanques Soldados para Almacenamiento de Hidrocarburos.
- Practicas Recomendadas API 651, Protección Catódica en Fondos de Tanques de Almacenamiento.
- Practicas Recomendadas API 652, Membranas para Tanques de Almacenamiento de Petróleo.
- Norma API 2000, Venteo Atmosférico y Baja Presión en Tanques de Almacenamiento No-Refrigerados y Refrigerados.
- Practicas Recomendadas API 2003, Sistemas Contra Incendios
- Practicas Recomendadas API 2009, Soldadura Segura y Corte en Trabajo Caliente. Prácticas en Industrias Petroleras y Petroquímicas.

- Norma API 2015, Requerimientos en Seguridad y Limpieza de Tanques de Almacenamiento de Petróleo.
- Practicas Recomendadas API 2016, Guías y Procedimientos para Entrar y Limpiar Tanques de Almacenamiento de Petróleo.
- Publicación API 2201, Safe hot tapping practices en Industrias Petroleras y Petroquímicas.
- Publicación API 2207, Preparación del Fondo del Tanque para Trabajo en Caliente.
- Publicación API 2217A, Guías para el Trabajo Seguro en Espacios Confinados en Industrias Petroleras y Petroquímicas.
- ASME, Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), Seccion V: Pruebas No-Destructivas.
- ASME BPVC, Seccion VIII, Pressure Vessel, DIV II Reglas Alternativas para Reparación.
- ASME BVPC, Seccion IX, Welding and Brazing Qualifications.
- ASNT SNT-TC-1A, Calificación y Certificación de Personal para Pruebas de Ensayos No-Destructivos.
- ASME A6, A20, A285, A283; Especificaciones y Requerimientos Generales para la Selección de Materiales para Taques.

- ASTM A36, Normativa Específica para Estructuras de Acero al Carbono.
- ASTM A370, Métodos y Procedimientos para Pruebas Mecánicas para Productos Metálicos.
- AWS D1.1, Soldadura en Estructuras Metálicas.
- AWS D1.6, Soldaduras en Placas de Acero.
- Normas NTC-ISO 9001, NTC-ISO 14001 Y NTC-OHSAS 18001.
- NACE SP 0169-2007, Control de Corrosión Externa en Sistemas de Tuberías Metálicas Sumergidas.
- NACE RP0193-2001, Protección Catódica de Acero al Carbono en Tanques de Almacenamiento.
- NACE RP0176-2003, Control de Corrosión en Plataformas Metálicas Asociadas con la Industria Petrolera.

## **CAPITULO 4**

### **DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE MANTENIMIENTO, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL**

#### **4.1 DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO MODIFICATIVO**

- a) Se deben instalar soportes metálicos provisionales necesarios en el perímetro de la envolvente del tanque y asentados en la superficie del anillo de cimentación, para soportar el cuerpo del tanque.
- b) Se deben retirar 1 ó 2 placas de la cúpula y/o del primer anillo de la envolvente para sacar las placas desmanteladas del fondo; Si se retiran placas de la envolvente, se debe reforzar adecuadamente la zona afectada por el retiro.
- c) Se deben tomar, puntos de referencia sobre la envolvente y cúpula, debiendo instalar el nuevo fondo conforme a las nuevas condiciones de diseño e iniciar el desmantelamiento de las placas, del centro hacia fuera y realizando cortes con equipo arco-aire en el sentido longitudinal, con

electrodos arc-air de 2 mm (3/32 pulgada), de 3 mm (1/8 pulgada), 4 mm (5/32 pulgada), 5 mm (3/16 pulgada) y 6 mm (1/4 pulgada), así como con electrodo de corte y/o equipo oxiacetileno. Se efectúan los trabajos de maniobra para el retiro de placas desmanteladas del interior del tanque utilizando diablos de carga, roles y todo tipo de herramienta que facilite la actividad del retiro de placas, con el apoyo de una grúa de capacidad 40 toneladas, se retiran las placas desmanteladas del interior del tanque.

- d) Se introducen al tanque las placas nuevas y se procede a instalar el nuevo fondo conforme a las condiciones de diseño. En el tanque N.-3 del SOTE, se instala el nuevo fondo a una altura de 50 cm. del anterior fondo y a una inclinación de 5 grados. La primera placa debe quedar por arriba de todos los bordes de las placas que las rodean y las demás quedan traslapadas, conforme a las nuevas condiciones de diseño.
- e) La aplicación de los cordones se deben efectuar en retroceso, se aplica un cordón de 254 mm (10 pulgadas) se deja un espacio igual de 2,54 mm (1 pulgada) y se aplica otro cordón de igual longitud, posteriormente se aplican cordones, de soldadura para unir el cordón, no se deben formar ondulaciones en la placa de fondo.
- f) De igual forma que el punteo se inicia aplicando los cordones de soldadura en sentido transversal y posteriormente en sentido longitudinal de acuerdo al desarrollo del trabajo.

- g) Las dimensiones mínimas para planchas de parche soldadas que traslapan una costura o piso o de un parche existente es 12". La placa de parche soldada puede ser circular, apaisada o poligonal con esquinas redondeadas.
- h) Se coloca total o parcialmente sobre un parche existente; y siempre que no se extienda más de 2" del área corroída del fondo.

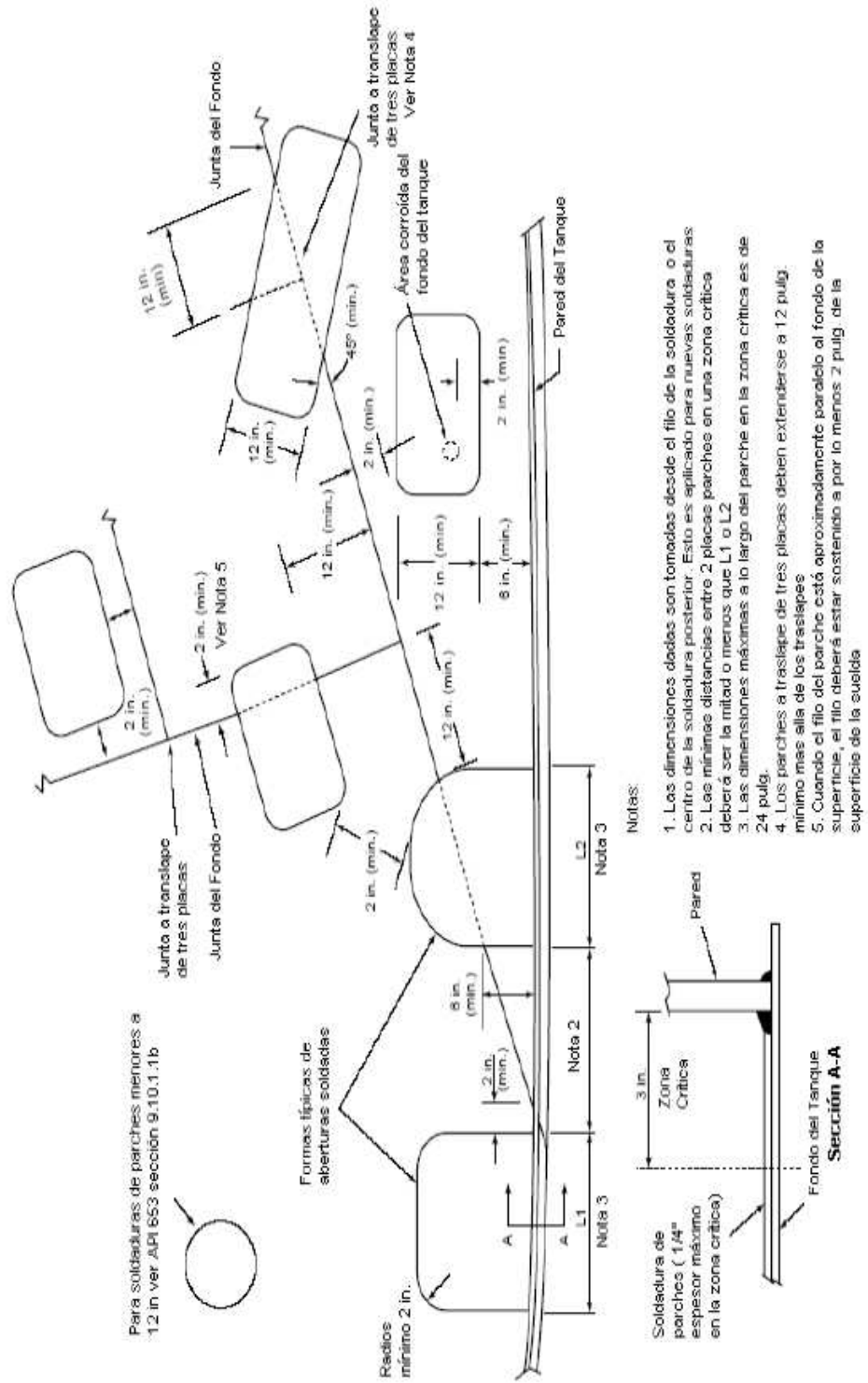


Figura 4.1 Típicas Placas de Parches Soldadas en las Placas de Fondo



### **del Tanque de Almacenamiento de Petróleo <sup>[45]</sup>**

- i) Las placas de parche soldadas no deberán ser colocadas sobre área del fondo del tanque que tienen un desgaste según lo permitido en la figura 4.1.
- j) Puede colocarse una plancha de parche sobre un desgaste si sus dimensiones no soportadas no exceden 12" en cualquier dirección; debe tener a lo menos ¼" de espesor; es por lo menos tan gruesa como el fondo existente y no sobrepasa costuras ni otros parches, con excepción de los tanques diseñados de acuerdo con API 650., Apéndice M, que tendrá placas de parche soldadas de por lo menos 3/8" de espesor.
- k) Otras placas de parche soldadas agregadas a un fondo determinado, tales como placas de aislamiento y desgaste deberán ser instaladas de acuerdo con la figura 4.1.1 y examinadas de acuerdo a soldadura manto-fondo según la API 653.

## **4.2 DISEÑO DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO-PREVENTIVO**

Como ventajas del **mantenimiento preventivo**; un conocimiento de los equipos y un tratamiento histórico de sus datos ayuda en gran medida a controlar estos equipos.

La reducción del mantenimiento correctivo gracias a un estudio preventivo, representa una reducción en costos y un aumento de la disponibilidad de los equipos, lo que posibilita una planificación de trabajos del departamento de

mantenimiento así como, una previsión de los recambios o medios necesarios para estos trabajos.

Como desventaja del **mantenimiento preventivo**; representa una inversión inicial en infraestructura y mano de obra. El desarrollo de planes de mantenimiento preventivo se debe realizar por técnicos especializados.

Los trabajos rutinarios cuando se prolongan en el tiempo, producen falta de motivación en el personal, por lo que se debe crear sistemas imaginativos para convertir un trabajo repetitivo; en un trabajo que genere satisfacción y compromiso de los operarios en el mantenimiento preventivo para conseguir el plan de éxito de la Empresa.

#### **4.2.1 DISEÑO DE AISLAMIENTO DEL SISTEMA**

El aislamiento del Tanque N.-3 del Sistema de Oleoducto Trans Ecuatoriano, ubicado en la Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio; es nuestro tanque de almacenamiento de petróleo, por lo que varios meses ya se encuentra en mantenimiento.

Esta actividad del aislamiento del tanque lo han realizado los Ingenieros de Mantenimiento del SOTE, se colocó unas bridas ciegas para las entradas y salidas del producto. Podemos observar la brida ciega colocada en la tubería en la siguiente figura 4.2:



**Figura 4.2 Aislamiento del sistema** <sup>[46]</sup>

Antes del montaje de la brida ciega, se solicita un permiso de aislamiento mecánico y eléctrico de todos los instrumentos (sensores de nivel) y señalización en el área. Si los tanques disponen de protección catódica, se debe desconectar el sistema con 24 horas de antelación y aplicando las normas de Seguridad Industrial para limpieza de tanques.

Se colocan las bridas ciegas y a su vez una tarjeta de seguridad donde está identificado el trabajo que están realizando en el tanque de almacenamiento de petróleo.

#### **4.2.2 FLUIDOS**

Para el aislamiento del tanque de almacenamiento de petróleo nos regimos en las siguientes normas para su diseño y posteriormente su implementación: norma API 2015 “Requerimientos para la entrada segura y limpieza de un tanque” y la API 2016 “Guías y procedimientos seguros para el ingreso del personal de limpieza”.

Para conocer los procedimientos de aplicación de pintura o recubrimientos en el metal hacemos referencia a las normas ASTM y una de ellas los procedimientos de aplicación D2801, D823 y D1296.

#### **4.2.3 SISTEMAS ROTATORIOS**

Todo tipo de sistema rotatorio como es el caso de los mezcladores, válvulas; deberán ser inspeccionadas mediante los procedimientos que dicten las normas API 598 “Prueba de inspección de válvulas”; La API 2000 “Capacidad de Venteo en válvulas no-refrigeradas y refrigeradas”.

#### **4.2.4 SISTEMAS ESTÁTICOS**

La inspección interna o externa se debe llevar a cabo de acuerdo a lo estipulado en el API-653 e incluir, sin ser limitativos: Los asentamientos, grietas, fugas (de todo tipo), corrosión, deformaciones, soldadura defectuosa, boquillas dañadas, estado físico de la instrumentación, de soportes, de ensambles, de válvulas, de los sistemas, entre otros y debe aplicar según sea el caso en:

- a) Fondo del tanque, anillo de cimentación o terraplén.
- b) Pared o envolvente del tanque interna y/o externa.
- c) Cúpula techo del tanque, cuando aplique miembros de la estructura de apoyo.
- d) Flotación, Boquillas, Pontones en techos flotantes, Sellos en techos flotantes
- e) Guías, Válvulas, Juntas soldadas, Base, Escaleras, Plataformas y pasillos
- f) Pernos de anclaje, Recubrimientos anticorrosivos, Drenajes, Tuberías
- g) Medición de espesores de placas
- h) En soldaduras de todo tipo
- i) Pruebas hidrostáticas
- j) Pruebas entre otras, para detección de fugas, para comprobar la flotación, determinar los límites de deterioro en corrosión, espesores o límite de retiro.
- k) Equipo interior [entre otros serpentines (incluye prueba hidrostática) boquillas, mezcladores, juntas soldadas (incluye prueba de líquidos penetrantes o partículas magnéticas).
- l) Equipo auxiliar: Válvulas, cables, poleas, rejillas de los arrestadores de flama, venteos automáticos y manuales, así como alarmas, sistema contra incendio: formadores de espuma mecánica, sellos de vidrio, deflectores de

espuma mecánica, líneas de alimentación del líquido espumante, sistema de alumbrado, agitador de mezclado, sistema de protección catódica, sistemas de tierras y pararrayos.

#### **4.2.4.1 Geometría**

Se deben obtener los valores que nos definan las deformaciones existentes en el tanque, relativas a su configuración original de diseño y/o construcción. Se deben considerar las deformaciones que se mencionan a continuación:

- a) Asentamientos del fondo y del anillo de cimentación
- b) Verticalidad de la envolvente
- c) Redondez de la envolvente
- d) Distorsión de la verticalidad y horizontalidad (peaking and banding) de soldaduras de la envolvente

El personal debe tener conocimiento de las actividades indicadas a continuación:

- a) Limpieza e identificación (por medio de pintura no soluble en agua y/o clavos metálicos) de los puntos a levantar.
- b) Señalar los puntos del levantamiento con el equipo indicado en la nivelación del terreno.

- c) Manejar la herramienta para medir las deformaciones (verticalidad y horizontalidad de soldaduras).
- d) Tomar las medidas necesarias con la cinta metálica, cinta métrica o vernier (calibrador pie de rey) de acuerdo a la necesidad de cada caso.
- e) Fabricar escantillones para medición de verticalidad y horizontalidad de soldaduras

#### **4.2.5 INSTRUMENTACIÓN**

El equipo electrónico mínimo a utilizar debe cumplir con las siguientes características:

- a) Estación electrónica total, que mida simultáneamente distancias y ángulos tanto verticales, como horizontales.
- b) Telescopio de 32X de aumento, con un poder de resolución de 63,5 mm (2½ pulgadas) campo visual de 2,6 por ciento y una distancia mínima de enfoque de 1,3 metros.
- c) Exactitud de medición de longitudes de  $\pm 3$  mm en medida estándar
- d) Exactitud angular de 50,8 mm (2 pulgadas) de desviación típica, con un método de medición que incrementa y una lectura mínima de 25,4 a 127 mm (de 1 a 5 pulgadas).

- e) Plomada óptica de imagen directa con un aumento de 3X y un rango de enfoque de 0,5 metros a infinito.
- f) Sensibilidad de niveles de 762/2 mm (30/2 pulgadas) para el principal y de 3048/2 mm (10/2 pie) para el esférico.

Este equipo se debe utilizar para la planimetría y la altimetría del terreno circundante al tanque y del fondo del mismo; así como también se debe utilizar para medir la redondez y verticalidad del tanque.

Se debe inspeccionar que no existan asentamientos diferenciales (ovalamientos, aplastamientos, grietas, fallas, problemas en boquillas, tuberías, en general la integridad mecánica del tanque) que induzcan esfuerzos adicionales en la envolvente del tanque, los cuales deben ser evaluados de acuerdo con las secciones 4, 6 y 7 del API-653 o equivalente.

Se debe inspeccionar que no exista inclinación del cuerpo rígido, debiendo detectar algún incremento en los esfuerzos circunferenciales en la envolvente del tanque; o una inclinación excesiva, no se debe atorar el sello del techo flotante, no se debe impedir su libre movimiento; asimismo no debe repercutir en las boquillas y tuberías.

Se deben visualizar los ángulos y distancias medidas; así como las características físicas del lugar en que se encuentran estos, en una pantalla de cristal líquido de cuarzo a dos líneas con una amplia gama en la presentación



de las combinaciones de datos, teniendo como equipo auxiliar; prismas reflejantes, trípode, Postes adaptadores, Brújula, Cinta métrica metálica, Fluxómetro, Vernier (calibrador pie de rey), Plomada de 0,510 kg (18 onzas) (para vientos), Pintura de aceite y crayón; Escantillones de madera (para medición de verticalidad y horizontalidad de soldaduras).

### **4.3 DISEÑO DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO-CORRECTIVO**

Como ventajas del **mantenimiento correctivo**; si el equipo está preparado para la intervención en el fallo, la acción es rápida y la reposición será hecha en un tiempo mínimo.

No se necesita una infraestructura excesiva, un grupo de operarios competentes será suficiente, por lo tanto; el costo de mano de obra es mínimo.

Como desventajas del **mantenimiento correctivo**; produce paradas y daños imprevisibles en la producción y afectan a la planificación de una manera incontrolada.

Se suele producir una baja calidad en las reparaciones debido a la rapidez en la intervención y a la prioridad de reponer el equipo antes que reparar definitivamente, lo que produce un hábito de trabajar defectuosamente y la sensación de insatisfacción e impotencia; ya que este tipo de intervenciones a menudo generan otras por una mala reparación.

#### **4.3.1 FLUIDOS**

Para cambios de servicio del tanque de almacenamiento, se deberá tomar en cuenta estos correctivos si el tanque almacenara otro tipo de producto.

#### **4.3.2 SISTEMAS ROTATORIOS**

##### **a) Reparación o cambio de válvulas de venteo automático**

Marcada la zona a reparar, estas pueden consistir en aplicar un cordón de soldadura de sello en las partes que se requiera, cambiar el tubo de 50,8 mm (2 pulgadas) de diámetro de la válvula y/o cambiar algún cartabón o aspa que se requiera de la válvula.

Los materiales a utilizar deben de ser de tubería de 50,8 mm (2 pulgadas) de diámetro cédula 40, especificaciones ASTM-A 53 Gr. B o equivalente y las placas de las aspas de acero al carbono ASTM-A 36 o equivalente de 6,35 mm ( $\frac{1}{4}$  pulgadas) de espesor. Aplicar soldadura con electrodos AWS E-6010 y E-7018 o equivalente.

##### **b) Reparación de registros pluviales**

Marcada la zona dañada, las reparaciones pueden consistir en cambio de rejilla coladera, válvula check (de retención de fluidos), placa que forma el registro, codos con juntas giratorias o mangueras flexibles, válvulas de desfogues y de tubo bajante del drenaje.

##### **c) Reparación o cambio de escalera rodante**

El desmantelamiento de la escalera rodante debe ser con el apoyo de una grúa de 40 toneladas. Se deben cambiar espárragos o tornillos que sujetan la escalera rodante. Se debe desmantelar con herramientas manuales los espárragos o tornillos.

Habilitados los escalones y estructura en la zona desmantelada, se procede a su instalación, punteando y se rellena con soldadura.

Se deben instalar espárragos o tornillos, incluyendo arandela de presión y los materiales deben ser iguales de especificación a los existentes, al menos que un estudio de ingeniería determine lo contrario.

### **4.3.3 SISTEMAS ESTÁTICOS**

#### **4.3.3.1 Mantenimiento de envolvente**

Teniendo la evaluación de acuerdo al capítulo 4 del API-653 o equivalente, las reparaciones deben cumplir con el capítulo 9 del API-653 o equivalente.

Si se requiere instalar parches, el desmantelamiento se debe realizar con equipo arco aire y electrodos de carbono, posteriormente se preparan los bordes de la sección donde se va instalar el parche, se habilita y fábrica de tal forma que se pueda empalmar en el espacio donde se retiró la parte dañada, se puntea y aplica soldadura (ver Gráfico 4.1), posteriormente se habilita y fabrica un parche de mayor dimensión del que se empalmó y se instala de tal manera que cubra el parche empalmado.

Dicho parche se debe instalar por la parte exterior si el tanque es de cúpula flotante, y por la parte interior si el tanque es de cúpula fija, la placa parche de empalme debe de ser del mismo espesor de la placa base envolvente y la placa parche exterior debe ser de 6,35 mm ( $\frac{1}{4}$  pulgada) de espesor como mínimo, ASTM-A 36 o equivalente.

Si de acuerdo a resultados de la evaluación de daños se requiere retirar o desmantelar toda una placa completa de la envolvente, esta se desmantela con equipo arco aire y electrodo de carbono AWS A5.1 o equivalente.

Para instalar toda una placa completa se debe realizar con apoyo de una grúa con capacidad mínima de 40 toneladas.

#### **a) Reparación o cambio de anillos rigidizantes**

Para la reparación de los anillos rigidizantes que tenga el tanque, puede constar de cambio de escuadras soportes metálicos, aplicación de soldadura de sello en zonas donde se requiera, aplicación de soldadura en cordones con corona baja y cambio de parte dañada del anillo-pasillo alrededor del tanque en la parte superior.

En el cambio de escuadras soportes metálicos, se deben tomar las medidas correspondientes al soporte a sustituir tomando en cuenta las modificaciones pertinentes, se retira del soporte existente con equipo arco aire y electrodos de carbono AWS A5.1 o equivalente.

La calificación y aplicación de soldadura, debe realizarse con soldadores y procedimientos de acuerdo con la norma AWS D1.1 y D1.6.

#### **b) Reparación del pasillo**

Dichas reparaciones consisten en cambio de soportes metálicos, aplicación de soldadura de sello, aplicación de soldadura en cordones con corona baja y cambio de parte dañada del barandal perimetral del tanque en la parte superior.

Cambio de soportes metálicos, el retiro se debe realizar con equipo de arco aire (arc-air), así como con electrodo de corte y/o equipo oxiacetileno.

No se debe trabajar directamente en la envolvente del tanque, se debe colocar una placa de apoyo de 6 mm (1/4 pulgada) para realizar el trabajo, no se debe aplicar soldadura sobre la zona afectada por el desmantelamiento del soporte anterior.

#### **4.3.3.2 Reparación o cambio de barandales**

Se utilizan tramos de tubo de 38,1 mm (1½ pulgadas) diámetro cédula 40, ASTM-A 53 o equivalente y solera de 38,1 ó 50,8 por 6,35 mm de espesor (1½ ó 2 por ¼ pulgadas de espesor) ASTM-A 36 o equivalente.

#### **4.3.3.3 Reparación o cambio de escalera helicoidal**

La fabricación o cambio de la escalera helicoidal debe ser con material de la misma especificación existente (los peldaños de rejilla Irving galvanizada, con marco de ángulo de lados iguales de 25,4 por 6,53 mm de espesor (1 por ¼

pulgadas de espesor) en acero estructural especificación ASTM-A 36 o equivalente, los bastones deben ser de barra maciza rolada en frío (redondo) de 25,4 mm (1 pulgada de diámetro) AISI 1010 o equivalente de acero al carbono, barandal de tubo de diámetro de 38,1 mm (1½ pulgadas) cédula 40 ASTM-A 53 o equivalente, dicho desmantelamiento se debe realizar con equipo arco aire (arc air), con electrodos de carbono AWS A5.1 o equivalente.

#### **4.3.3.4 Reparación o cambio de mamparas de cámaras de espuma**

Instalar parches, aplicar soldaduras en cordones con corona baja, reforzar ángulos de soporte.

Para instalar un parche, éste se habilita y se instala punteándolo y aplicando soldadura, la placa parche debe ser de 6,35 mm (¼ pulgada) de espesor ASTM-A 36 o equivalente de acero al carbono, la soldadura.

Previamente se debe confirmar que la cámara de espuma no obstruya los trabajos de reparación, de lo contrario está debe de ser retirada. Si se instala un anillo más al tanque, se deben retirar las mamparas y posteriormente colocarlas.

#### **4.3.3.5 Reparación o cambio de la red de contra incendio**

Puede ser cambio de tramo de tubo de dañado, o cambio total de la red, cambio de soportes o anclas, si se cambia la tubería, está debe ser conforme a la Norma API 2003.

Para el cambio de algún soporte se localiza y toman las medidas correspondientes, se habilita y fabrica el elemento de ángulo de 25,4 mm (1 pulgada), 38,1 mm (1½ pulgadas), 50,8 mm (2 pulgadas), 63,5 mm (2½ pulgadas) y 6,35 mm (¼ pulgada) ASTM-A 36 o equivalente, se procede a desmantelar el existente con equipo arco - aire con electrodos de carbono AWS A5.1 o equivalente.

Para cambiar las anclas o abrazaderas se deben tomar medidas a la ancla existente, se habilita y fabrica la nueva ancla, el material debe ser de barra maciza rolada en frío (redondo) de 19,1 mm (¾ pulgada) de diámetro de acero al carbono AISI 1010 o equivalente.

Para cambiar toda la red de contra incendio, se deben utilizar los materiales que indica la Norma API 2003.

Se debe desmantelar la red de contra incendio con equipo oxiacetileno, este desmantelamiento se debe realizar con el apoyo de una grúa con capacidad de 20 toneladas como mínimo, una vez desmantelada la red de contra incendio se procede a realizar limpieza mecánica con esmeril y discos abrasivos de 6,35 (¼ pulgada) o 3,17 (⅛ pulgada). Posteriormente se realiza la instalación de la nueva red contra incendio.

#### **4.3.3.6 Reparación o cambio de tubo de anti rotación**

Para cambiar el tubo de anti rotación de 254 mm (10 pulgadas) de diámetro cédula 40, se deben tomar las medidas correspondientes al tubo existente,

tomando en cuenta las modificaciones, se habilita y fabrica el tubo nuevo, seguidamente se inicia el desmantelamiento del tubo existente, con equipo arco - aire (arc-air) y electrodos de carbono de 3,17 mm ( $\frac{1}{8}$  pulgada) de diámetro, 3,96 mm ( $\frac{5}{32}$  pulgada) de diámetro, 4,76 mm ( $\frac{3}{16}$  pulgada) de diámetro o 6,35 mm ( $\frac{1}{4}$  pulgada) de diámetro, antes de iniciar con los cortes de soportes de fijación, la pieza tubo de anti rotación debe de sujetarse con estrobos y una grúa de 40 toneladas de capacidad, una vez retirado dicho tubo, se debe realizar limpieza mecánica en las zonas intervenidas, e iniciar los trabajos de maniobra e instalación del nuevo tubo anti rotación, para no fijar directamente los soportes a la envolvente, se debe instalar una placa de apoyo con dimensión mayor al existente.

La placa de apoyo debe ser de acero al carbono ASTM-A 36 o equivalente de 6,37 mm ( $\frac{1}{4}$  pulgada de diámetro) de espesor como mínimo, la aplicación de soldadura.

#### **4.3.3.7 Reparación de puertas y boquillas**

Se debe aplicar soldadura a cordones con corona baja, el cambio de tapa entrada hombre o boquilla y placa brida de sujeción de la tapa de entrada debe cumplir el capítulo 9 del API-653 o equivalente.

- 1) A los cordones de soldadura con corona baja, se les debe aplicar limpieza mecánica con esmeril y disco abrasivo de 6,35 mm ( $\frac{1}{4}$  pulgada) o 3,17 mm



( $\frac{1}{8}$  pulgada) según se requiera, al cordón o zona a intervenir, se le debe aplicar soldadura.

- 2) Para cambiar la tapa de entrada hombre o boquilla, se deben tomar las medidas correspondiente de la placa dañada, se habilita y fabrica una pieza similar tomando en cuenta las modificaciones necesarias, la placa debe ser ASTM-A 36 o equivalente de 9,4 mm ( $\frac{3}{8}$  pulgada), 12,7 mm ( $\frac{1}{2}$  pulgada), 19,1 mm ( $\frac{3}{4}$  pulgada), 15,9 mm ( $\frac{5}{8}$  pulgada), 25,4 mm (1 pulgada).
- 3) Para cambiar la placa - brida de sujeción de la tapa entrada hombre o boquilla, se deben tomar las medidas correspondientes, se habilita y fabrica una pieza similar, el material a utilizarse debe ser ASTM-A 36 o equivalente de 9,4 mm ( $\frac{3}{8}$  pulgada), 12,7 mm ( $\frac{1}{2}$  pulgada), 19,1 mm ( $\frac{3}{4}$  pulgada), 15,9 mm ( $\frac{5}{8}$  pulgada), o 25,4 mm (1 pulgada), una vez habilitado, se debe iniciar el desmantelamiento de la pieza dañada, dicho desmantelamiento debe realizarse con equipo arco - aire con electrodo de carbono, hecho lo anterior se procede a esmerilar la zona intervenida y posteriormente se coloca la nueva pieza, se puntea y aplica soldadura.
- 4) Al realizar los cortes longitudinales y transversales, la mezcla asfáltica o superficie donde descansa la placa de fondo sufre deterioros o socavados por el calentamiento en el corte. Antes de iniciar e instalar las placas nuevas se deben resanar los deterioros, socavados o hundimientos.

- 5) La primera placa debe quedar por arriba de todos los bordes de las placas que las rodean y las demás quedan traslapadas, conforme a las nuevas condiciones de diseño.
- 6) Una vez que se tienen colocadas las placas de la primera fila central, se debe iniciar el punteo de placas dejando el traslape de cejas de 38 mm (1/2 pulgada) mínimo, el punteo de placa se realizará en sentido transversal, aplicando puntos de soldadura con una separación de 127 mm (5 pulgadas).
- 7) Para llevar a cabo los punteos, los bordes de las placas se debe conformar y presionar con los herrajes metálicos de armado requeridos y/o puntales de madera.
- 8) Una vez instaladas las primeras tres filas de placas centradas, las demás filas se deben colocar y puntear de forma similar, las placas que se instalen en los extremos de las filas, que se puntean y sueldan posteriormente a la placa anular, son placas de forma irregular o cuchillas que se deben habilitar de acuerdo a la redondez del tanque en ese punto.
- 9) Las placas de fondo deben ser de acero al carbono de acuerdo a ASTM A-283 Gr. C o equivalente, conforme al plano de diseño con la placa de fondo colocada y punteada al 100 por ciento, se inicia la aplicación de soldadura a las placas del fondo.

- 10) Terminada la aplicación de cordones de soldadura al 100 por ciento en ambos sentidos se fija la placa de fondo con la placa anular.
- 11) El o los cordones de soldadura se aplican en retroceso, partiendo de un punto cardinal o en los cuatro puntos y avanzando a su derecha hasta terminar la aplicación del cordón al 100 por ciento en toda la periferia.

#### **4.3.3.8 Mantenimiento de cúpula flotante externa**

##### **a) Reparación de boyas, cambio de camisas y postes de apoyo**

La reparación de boyas puede consistir en cambio de solapas de refuerzo en las partes superior o inferior de la misma, cambio de tapón de cabeza hexagonal de 19,10 mm ( $\frac{3}{4}$  pulgada) de diámetro con refuerzo, aplicación de soldadura en cordón con coronas bajas en la unión diafragma envolvente de boya y soldadura en traslapes, así mismo cordón vertical del cuerpo de la boya y cordón perimetral de soldadura en la unión tapa envolvente de la boya.

Para camisas y los postes de apoyo, se deben tomar las medidas correspondientes de la camisa existente y se debe habilitar una similar con tubo de 76.2 mm (3 pulgadas) de diámetro cédula 40 de ASTM-A 53 o equivalente y tubo de 63,5 mm ( $2\frac{1}{2}$  pulgadas) de diámetro, cédula 80 ASTM-A 53 o equivalente.

Para realizar la reparación o cambio de boyas, camisas y postes de apoyo se deben tomar las medidas de seguridad indicadas en el permiso de trabajo con riesgo.

Previamente se debe retirar el tapón de cabeza hexagonal de 19,10 mm ( $\frac{3}{4}$  pulgada) de diámetro, de la boya durante 3 días.

Realizado lo anterior, se debe calzar la boya con polines de madera de 101,6 x 101,6 mm (4 x 4 pulgadas) y se inunda con agua jabonosa debiendo eliminar la presencia de mezclas explosivas a 0 por ciento.

Con la boya calzada se reparan las soldaduras internas de la boya, realizando previamente limpieza mecánica, y aplicando soldadura.

Si la boya cuenta con entradas hombre, solo se deben seguir las medidas de seguridad indicadas en el permiso de trabajo con riesgo para confirmar la no presencia de mezclas explosivas por la filtración de los vapores de gases de hidrocarburos.

#### **b) Reparación de pontones**

Las placas de bajos espesores, se cambian, tomándose las medidas de la placa y se cortan con equipo oxiacetileno. Se debe dismantelar la placa dañada con equipo arco aire, asimismo esmerilar las rebabas sobrantes por el dismantelamiento.

En la reparación de soldaduras defectuosas, se debe realizar la limpieza de la soldadura con disco abrasivo, hasta encontrar la soldadura sana, se aplica soldadura, hasta llegar al 100 por ciento.

Para aplicación de soldadura faltante en el interior del pontón, se debe realizar la limpieza de la soldadura dañada con disco abrasivo hasta metal blanco, se aplica soldadura, hasta llegar al 100 por ciento.

Se debe aplicar soldadura de sello en las partes que se requieren, colocar parches en arcos con deterioro corrosivo, colocación de empaques tipo U con pegamento epóxico, colocación de seguros de tapas, cambio de tapas de pontones.

En el cambio total o tramos de rejillas de pontón, los materiales para su reparación, utilizar, placa de acero al carbono ASTM-A 36 o equivalente de 6,35 mm (3/16 pulgada) de espesor, empaque neopreno tipo U y alambón de 6,35 mm (1/4 pulgada).

- **Reparación de diafragma**

**c) Reparación de placas con parche**

Se habilitan los parches con placa de 4,76 mm (3/16 pulgada) de espesor ASTM-A 283 Gr. C o equivalente, con medidas no menores de 101,6 mm (4 pulgadas) en forma circular, estas placas deben de estar protegidas con RP-4B y fenólico por la parte en que estará en contacto en el hidrocarburo.

Antes de la instalación de los parches se realiza limpieza mecánica en la zona con bajos espesores y alrededor de los agujeros para el desalojo del agua de lluvia, y se le da protección anticorrosiva en la instalación de los parches en la zona dañada, punteando con soldadura y rellenando con electrodo, estos parches deben ser inspeccionados con caja de vacío y/o líquidos penetrantes.

Las placas de la cúpula que presenten daños por corrosión con pérdida de material mayor al 30 por ciento del espesor de pared, como picaduras puntuales, deben ser reparadas con soldadura y la que presenten zonas de corrosión mayores de 50,8 mm (2 pulgadas) deben ser reparadas instalando parches, y las que presenten corrosión generalizada deben ser remplazadas en su totalidad, de acuerdo a las secciones 7, 8 y 9 del API-653 o equivalente.

#### **d) Cambio de placas enteras**

Con las medidas de la placa afectada, se habilitan de 4,76 mm (3/16 pulgada) de espesor, apoyándose con una grúa de 40 toneladas, se suben sobre la cúpula y por medio de roles de tubería, se hace llegar hasta la zona afectada. Se debe dismantelar la placa dañada empleando equipo arco aire, luego se procede a instalar la placa punteando con soldadura para el fondeo y la aplicación de soldadura debe ser en forma intermitente, con intervalos de 600 mm y con retroceso, no debe presentar la placa concentraciones por temperatura.

#### **e) Reparación de cordones de soldadura en diafragma**

Se debe limpiar la soldadura hasta eliminar el defecto y llegar al metal blanco con disco abrasivo, posteriormente se aplica soldadura para el fondeo y el relleno hasta concluir al 100 por ciento. Estas soldaduras se deben probar con caja de vacío y si estas no cumplen se deben reparar por medios mecánicos y se aplica nuevo cordón de soldadura.

Después de la reparación se debe re-inspeccionar la zona reparada, con líquido penetrante coloreado de acuerdo a la sección V del ASME o equivalente, hasta garantizar la efectividad de la reparación.

#### **f) Deformaciones**

Todas las deformaciones ocasionadas por algún colapso de la cúpula deben ser reemplazadas, así como los elementos que hayan estado expuestos a tensiones y esfuerzos y no recuperen su posición original.

#### **4.3.3.9 Mantenimiento de cúpula flotante interna**

La reparación de cúpulas flotantes internas se efectuarán de conformidad con los planos originales de construcción, si está disponible. Si los dibujos de construcción original no están disponibles, las reparaciones del techo deben ser de conformidad con los requisitos de API 650.

La reparación de las placas con parche se procede de la misma manera, como la reparación del diafragma del techo con cúpula flotante.

#### **4.3.3.10 Mantenimiento de cimentación y dique del tanque**

##### **a) Reparación del anillo de cimentación**

- **Reparación del acero de refuerzo**

Se debe realizar de acuerdo al ASTM o equivalente y a la sección 318R-327 del ACI-318-02 o equivalente, estas reparaciones se deben de corregir antes de realizar la prueba hidrostática y de la puesta en operación del tanque, descubriendo los tramos de varilla dañada por corrosión hasta encontrar cuando menos 30 cm de acero sano de ambos lados, posteriormente se debe retirar el tramo dañado a partir del corte mecánico (evitando soplete), el tramo nuevo de varilla se suelda a tope, el cual debe ser radiografiado posteriormente, incluyendo el biselado a 45 grados de las uniones de acero, una vez aprobada la soldadura se debe recubrir con material adhesivo y concreto previendo la limpieza de la superficie por resanar.

- **Reparaciones de grietas**

Las grietas del concreto, se deben reparar con resina epóxica, perforando a cada 50 cm con una broca de 9,5 mm ( $\frac{3}{8}$  pulgada) de diámetro y 30 cm de profundidad, se deben destapar tres perforaciones continuas inyectando resina con una presión máxima de 0,5 kg/cm<sup>2</sup> en las dos perforaciones extremas hasta que brote por la perforación central, esto aplica solo en grietas mayores de 0,1 mm de abertura y mayores de 1 metro de longitud.



## **b) Reparación del dique**

La reparación de losas de concreto de los diques por hundimientos, deben ser demolidas hasta no encontrar fracturas en las losas y deslaves, nivelando y compactando el terreno por reparar, posteriormente se debe colocar un concreto de 200 kg/cm<sup>2</sup>, reforzado con malla electro soldada 10 cm de cuadrícula y realizar la pendiente requerida; al concluir se debe impregnar y sellar las juntas con sellador a base de poliuretano con un componente con consistencia pastosa autonivelante que vulcanice en frío con el contacto de la humedad del aire.

### **4.3.4 INSTRUMENTACIÓN Y/O EQUIPOS**

La **medición de espesores** a placas, ya sea en la envolvente, cúpula o fondo, se realizan tomando varias lecturas en diferentes puntos de la placa a inspeccionar esto con el fin de detectar variaciones en los espesores del área inspeccionada para su corrección y así evitar deficiencias que puedan poner en riesgo la utilidad del tanque.

Para determinar los procedimientos a utilizar para la medición de espesores a placas se aplican las normas (ASME Sección V), procedimientos y equipos recomendados por éstos.



**Figura 4.3 Medición de espesores por ultrasonido [47]**

- a) Preparar la superficie donde hará contacto el acoplante y palpador, debe estar; libre de grasa, recubrimientos o pinturas mayores a (0,05").
- b) Conocer tipo de material, condiciones de iluminación, espesor nominal.
- c) Seleccionar la velocidad acústica en función del material.

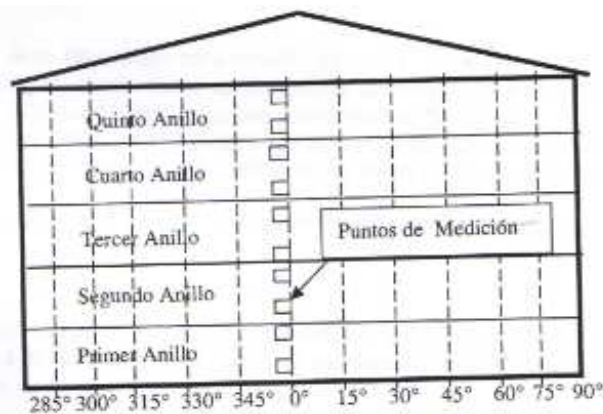
**Tabla 4.1 Propiedades acústicas de algunos aceros**

MATERIAL	VELOCIDAD ACUSTICA	
	LONGITUDINAL	TRANSVERSAL
	m/seg.	m/seg.
Acero	5900	3230
Acero inoxidable (347) austenitico	5790	3100
Acero inoxidable (410)	5900	3300

martensítico

Fuente: Propiedades acústicas de metales y no-metales

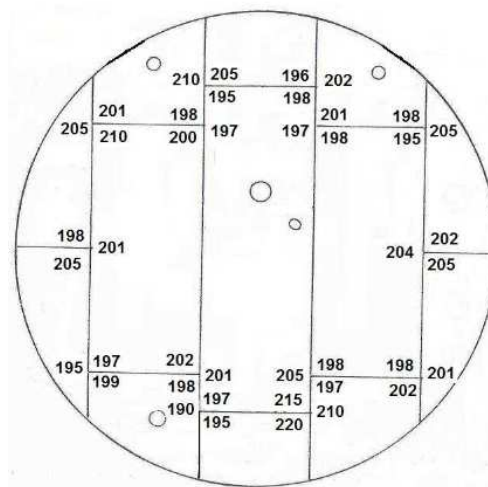
- d) Ubicar el palpador en el bloque patrón y ajustar el “probe” a cero.
- e) Hacer la medición del espesor en un bloque patrón de calibración de espesor conocido.
- f) Correcta indicación de acople entre el palpador y superficie.
- g) Para medición externa de los espesores de paredes, inspeccionar cada anillo como muestra la figura 4.4; donde 0 grados coincide con el manhole de entrada al tanque, cada 30 cm; hacia arriba e iniciando y terminando en cada soldadura horizontal (8 lecturas en láminas de 2,40m y 6 lecturas en láminas de 1,8m.).



**Figura 4.4 Medición externa de espesores en la envolvente [48]**

- h) Para la medición interna de los espesores en el fondo del tanque, se utiliza el medidor de espesores por ultrasónico según figura 4.3; donde escanea

las planchas metálicas obteniendo valores de espesores que están bajo el espesor nominal y se procede a marcar el área; se puede observar según la figura 4.5.



**Figura 4.5 Medición interna de espesores fondo del tanque** [49]

Un procedimiento eficaz para inspeccionar los cordones de soldadura de fondos y aprobado por API, es mediante la **prueba de vacío** hecha por medio de una caja de metal de 150 mm de ancho y 900 mm de largo (ver figura 4.5) con una tapa de doble cristal y el fondo abierto el cual es sellado contra la superficie del fondo del tanque con un empaque de neopreno o de hule espuma.

La caja tiene además una conexión de tubo apropiado, válvula y un tubo sifón para medir el vacío (ver figura 4.5). Aproximadamente 900 mm de la soldadura por probarse es mojada con una solución de jabonadura o aceite de

linaza (en temperatura ambiental muy fría es necesario agregar una solución anticongelante).



**Figura 4.6 Prueba de vacío al cordón de soldadura [50]**

Se coloca la caja sobre el cordón enjabonado y se origina un vacío, la porosidad o fugas en la costura; es indicada por burbujas o espuma producidas por aire succionado a través del cordón de soldadura.

El vacío en la caja se obtiene conectando un compresor de 7 kg como máximo o conectando la caja a una bomba especial de vacío.

En la misma forma que se inspeccionan las costuras traslapadas del fondo, con la caja de vacío; se probará la soldadura del diafragma. Si se descubren porosidades o fugas, reparar de inmediato.

#### 4.4 DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD

A continuación, describo en la siguiente tabla 4.2 los riesgos y medidas preventivas que deben cumplir los trabajadores, en el mantenimiento del tanque de petróleo.

**Tabla 4.2 Riesgos laborales en mantenimiento de tanques**

<b>ACCIDENTE</b>	<b>RIESGO</b>	<b>MEDIDA PREVENTIVA</b>
Caída a distinto nivel	Escaleras fijas: Primero o últimos peldaños difíciles de alcanzar. Peldaños en mal estado. Peldaños resbaladizos por presencia de agua, aceite o lodo. Ausencia de partes de peldaños. Altura 1,5m (lesiones o muerte).	Reubicación correcta de los primeros y últimos pates, para que permitan su acceso fácilmente. Escaleras fijas seguras y estables.
Caída de objetos mientras se trabaja	Materiales y equipos junto a la entrada del tanque y durante su transporte al interior. Altura 1,5m (lesiones o muerte).	Se utilizara algún dispositivo para la subida y bajada de materiales y equipos, y evitar el transporte manual.
Electrocuciones	Utilización de luminarias, herramientas y equipos eléctricos dentro del tanque.  Intensidad de (100-300 mA). Muerte a trabajador.	Los equipos eléctricos portátiles y las luminarias utilizadas, deberán estar protegidos por un sistema de separación de circuito, verificación del estado de cables y conexiones.

Fatiga fisiológica	<p>Por sobreesfuerzos. Por posturas desfavorables.</p> <p>Carga &gt; 3Kg puede ocasionar un riesgo dorso lumbar en condiciones ergonómicas desfavorables.</p>	<p>Se utilizara un medio mecánico para bajar y sacar material del tanque. No sobrecargar de trabajo y facilitar tiempos de descanso.</p>
Explosión o Reventón de tubería	<p>Por agresiones por el equipo de alta presión. Por manipulación incorrecta del equipo. Por avería o fallo del mismo.</p> <p>Presión &gt; 25 psi, Muerte a trabajador</p>	<p>Seguir instrucciones de utilización y mantenimiento del equipo, indicadas por el fabricante.</p>
Asfixia e intoxicación	<p>Falta de oxígeno en espacio confinado Atmosfera peligrosa mayor al 23,5% de Oxígeno.</p>	<p>Utilizar el equipo de protección personal siempre. Vigilancia desde el exterior deberá ser permanente mientras haya personal en el interior. Evaluar las condiciones de explosividad, contenido de oxígeno y toxicidad de la atmosfera interna del tanque.</p>
Quemadura	<p>Mezcla de productos inflamables o incendio total del tanque. Temperatura mayor a 50 grados centígrados.</p>	<p>Limpieza total del tanque. Manipulación de químicos con EPP.</p>

Fuente: Elaboración Personal

El tanque de almacenamiento de petróleo lo consideramos como espacio confinado; es un área que tiene ingresos y/o salidas restringidas, ventilación natural desfavorable, no está diseñado para que los trabajadores lo ocupen de manera permanente, existe el peligro de gases inflamables, tóxicos o que desplacen el aire respirable, constituyéndose un peligro para la salud y seguridad del personal que ingrese.

Para el ingreso a un espacio confinado, se deberá seguir los siguientes pasos:

- a) Para el tanque de almacenamiento en el que se va a ingresar debe ser previamente estabilizado, entibado, vaciado, limpiado, purgado, bloqueado, ventilado suficientemente para permitir el ingreso, esto dependerá del tipo de recinto y los riesgos asociados. Todos los accesos deben abrirse para facilitar la dilución de la atmósfera interior.
- b) Verificar la disponibilidad y funcionamiento de los Recursos necesarios para la ejecución del trabajo.
- c) Gestionar el Permiso de Trabajo que corresponda a la naturaleza y alcance de las actividades a desarrollar en el espacio confinado.



- d) Disponer de un certificado médico emitido dentro de las 48 horas antes de ingresar al espacio confinado, en el cual se avale del buen estado de salud de los trabajadores que van a realizar la tarea.
- e) Antes de permitir que un trabajador entre a un espacio confinado, el Supervisor responsable, debe considerar los riesgos que pueden existir: presencia de alta temperatura, gases inflamables a presión, material tóxico en el recipiente producto de la reacción con los agentes de limpieza; para lo cual establecerá las medidas de control que corresponda a cada situación específica.
- f) Asignar un vigía externo cuya única y exclusiva actividad es la de verificar y observar constante y permanentemente las condiciones de seguridad del personal que se encuentre al interior del espacio confinado (twa=20 min.)
- g) Establecer un sistema de comunicación entre el interior y el exterior, que pueden consistir de: cuerda con señales codificadas, radio transmisor con audífono, intercomunicador o cualquier otro medio idóneo, previamente acordado.
- h) Gestionar el certificado para ingreso a espacio confinado, cumpliendo con todos los requisitos aplicables que son considerados en la guía de Permisos de Trabajo; la emisión del certificado, no significa autorización para el inicio de las actividades descritas en el permiso de trabajo previamente gestionado.

- i) Cuando las dimensiones cuyo espacio permita el ingreso del personal más de 1,80 m de manhole o entradas horizontales y en todo ingreso por manhole o entradas verticales, se deberá proveer de arnés y línea de vida al personal de ingreso al espacio confinado.
- j) Para toda entrada en Espacios Confinados se requiere un monitoreo previo de gases por parte del Especialista SSA y en su ausencia por un representante del SOTE capacitado, se utilizará la siguiente tabla 4.3:

**Tabla 4.3 Monitoreo de gases**

Nivel	ATMOSFERA SEGURA NO REQUIERE EQUIPO (Ventilación forzada o natural)	ATMOSFERA INSEGURA	ATMOSFERA PELIGROSA
		USE Equipo de Aire Respirable, Equipo SCBA	NO ENTRE
O <sub>2</sub>	19.5% <= O <sub>2</sub> <= 23.5 %	Menor a 19.5 %	Mayor a 23.5 %
H <sub>2</sub> S	0 ppm	Mayor a 10 ppm	Mayor a 10 ppm
% LEL	0%	Menor a 10 %	Mayor 10 %
CO	Menor a 10 ppm	Mayor 10 ppm	-

Fuente: Normativa Interna de seguridad en espacios confinados, OCP

- k) Asegurarse que los gases emanados por motores a combustión interna que se encuentren cercanos al espacio confinado, no ingresen al recinto, además se deberá ubicar el equipo de suministro de aire respirable lejos de cualquier fuente combustión y de las entradas o salidas del espacio confinado.

## **CAPITULO 5**

### **IMPLEMENTACION Y VALIDACION DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO A LOS TANQUES DE LA ESTACION DE BOMBEO N.-1 EN LAGO AGRIO**

#### **5.1 ASPECTOS A CONSIDERAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN**

Todo trabajo de reparación deberá ser autorizado por el inspector o ingeniero experimentado en diseños de tanques de almacenamiento, antes de que la empresa adjudicada comience con el mantenimiento del tanque.

Las autorizaciones para las modificaciones y reparaciones del tanque de almacenamiento, deben cumplir con la norma API 650; el inspector autorizado definirá puntos de inspección requeridos durante la secuencia de reparación o modificación junto con la documentación concluido el trabajo.

## 5.2 PLAN Y PROGRAMA DE IMPLEMENTACION

Tabla 5.1.- Programa de la implementación

PROGRAMACION DE LA IMPLEMENTACION																		
ACTIVIDADES PLANEADAS	CRONOGRAMA DE EJECUCION (MESES)																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1. Planificación y solicitud apertura tanque a la ARCH																		
2. Apertura del tanque																		
3. Ventilación del tanque																		
4. Limpieza del tanque																		
5. Inspección técnica																		
6. Informe técnico																		
7. Alteraciones del tanque																		
8. Verificación (checklist)																		
9. Validación de resultados funcionales (certificación)																		

Fuente: Elaboración personal

## 5.3 PROCESO TECNOLÓGICO DE LAS ACCIONES DE MANTENIMIENTO MODIFICATIVO

### 5.3.1 Apertura del tanque

Esta actividad se realiza para evitar que los gases tóxicos afecten la salud de los trabajadores; el personal de seguridad industrial será el encargado de indicar el momento en que se puedan realizar las operaciones en el interior del tanque de almacenamiento de petróleo crudo.

### 5.3.2 Ventilación del tanque

Después de realizada la apertura del tanque, se abrirá el manhole de la parte superior del tanque y se ventilara durante toda la noche hasta completar las 24 horas como mínimo dependiendo de la capacidad del tanque de almacenamiento.

Para la ventilación se instala una campana de extracción mecánica para la eliminación de gases inflamables y/o tóxicos desde la parte superior del tanque de almacenamiento.

### 5.3.3 Limpieza del Tanque

#### 5.3.3.1 Aislamiento del tanque

Antes de realizar los trabajos de limpieza, se debe monitorear la atmosfera en el interior del tanque de almacenamiento. Un inspector autorizado por la norma API 653 debe realizar las mediciones atmosféricas y determinar constantemente la presencia de gases inflamables y/o tóxicos.

Esta desgasificación del tanque se puede realizar por convección natural o por convección forzada a través de ventiladores, la misma que será comprobada con explosímetros digitales de la Unidad de Seguridad Industrial del SOTE.

Categorías del monitoreo interno del tanque:

- **Categoría I**

Ingreso no permitido ya que se tienen los siguientes parámetros:

- a) Vapores inflamables  $\geq$  al 10% del límite inferior de inflamabilidad (LEL).
- b) Concentración de Oxígeno  $>$  que 23,5%.
- c) Presencia de H<sub>2</sub>S (ácido sulfúrico)  $\geq$  que 100 ppm.

d) Condiciones físicas internas del tanque de almacenamiento inseguras.

- **Categoría II**

Ingreso permitido por parte del personal y equipo especializado (Equipo SCBA) cuando se tienen los siguientes parámetros:

a) Vapores inflamables > al 0% y menores que el 10% del límite inferior de inflamabilidad (LEL).

b) Concentración de Oxígeno < que 19,5%.

c) Presencia de H<sub>2</sub> S (ácido sulfúrico) ≥ que 10 ppm. Y < 100 ppm.

d) Condiciones físicas internas del tanque de almacenamiento seguras.

- **Categoría III**

Ingreso permitido para condiciones de trabajo cuando se tienen los siguientes parámetros:

a) Vapores inflamables sea el 0% del límite inferior de inflamabilidad (LEL).

b) Concentración de Oxígeno entre 19,5% y 23,5%.

c) Que no exista la presencia de gasolinas o gases orgánicos disueltos > a 2 microgramos por cada pie<sup>3</sup> de aire.

d) Condiciones físicas internas del tanque de almacenamiento seguras.

En el interior del tanque de almacenamiento, se pueden encontrar varios tipos de vapores y sustancias como por ejemplo:

- Sulfuro de hidrogeno: según la norma OSHA, el límite de exposición a 10 ppm. Será máximo de 8 horas y 15 ppm de 15 minutos.
- Vapores de gasolinas.
- Desechos tales como asbestos, sílice, plomo y zinc.
- Sustancias derivadas del petróleo tales como las descritas en la norma OSHA 29 code 1910.1000.
- Residuos de sueldas descritas en la norma OSHA 29 code Subpart Q.

### **5.3.3.2 Extracción del producto contenido**

La unidad operadora del tanque, es la encargada de entregar a la Empresa contratista, el tanque drenado y vaciado.

Para el drenado, se debe cerrar la válvula principal de entrada del fluido (petróleo crudo), bajar el nivel de los tanques al mínimo operativo, cerrar las válvulas manuales de entrada y salida al tanque.

Si es posible, a través de un Vacuum Truck se debe bajar el nivel del líquido lo máximo posible y finalmente ventear el tanque abriendo la tapa de aforo o "Thrief Hatch".

### **5.3.3.3 Extracción de sedimento, agua, aceite**

La unidad contratista o equipo interno de la Empresa deberá, ser la encargada de evacuar todos los desechos sólidos en el interior del tanque de almacenamiento de petróleo crudo y serán depositados en el lugar que disponga la unidad de protección ambiental. Se deberá preparar un área que permita la colección del contenido.

La Unidad de Seguridad Industrial medirá y registrara los niveles de radioactividad correspondientes a la presencia de NORM (Naturally Occurring Radioactive Materials), antes del ingreso del personal para trabajos de limpieza. Si los niveles son mayores a los permitidos para trabajo sin ropa descartable; entonces, todos el personal que ingrese al tanque de almacenamiento deben poseer equipo de protección personal básico descartable, incluyendo ropa, calzado, guates y mascarillas para gases orgánicos, que serán desechados al final del trabajo.

Solo el Supervisor de Seguridad Industrial, determinara cuando el personal puede realizar las labores de limpieza y reparaciones en el espacio confinado, es de absoluta responsabilidad del Supervisor, la seguridad del personal de trabajo.

### **5.3.3.4 Transporte y disposición de los lodos aceitosos extraídos**

Estos lodos pueden ser trasladados con la ayuda de un Vacuum Truck un depósito que nos permita trasladar los lodos hasta un lugar dispuesto por la

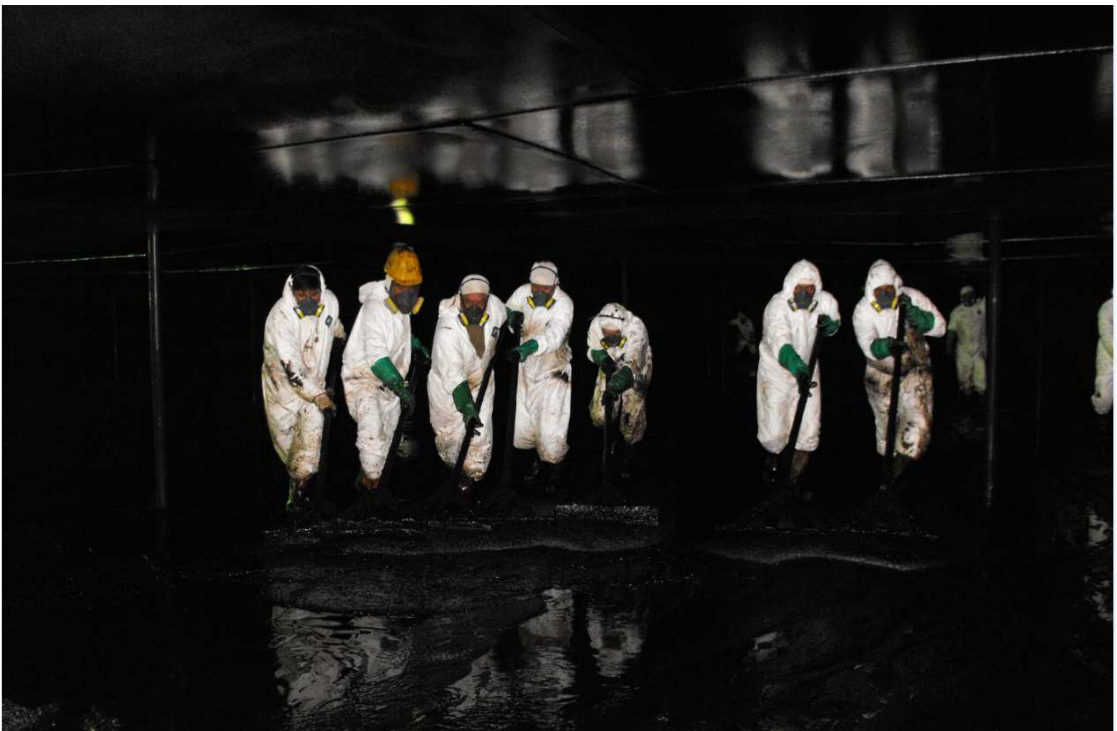


Empresa, tomando en cuenta determinar un área para la ubicación del camión, que no deberá ser menor a 15 m. de la boca del tanque.

El área de depósito externo de estos lodos, deben ser depositados en una piscina de cemento del área del incinerador; la disposición de los lodos estará a cargo por la Unidad de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

#### **5.3.3.5 Remoción de residuos en paredes, fondo y estructura**

Aprobado el ingreso del personal, este debe ser registrado el tiempo de permanencia en el interior del tanque, que no debe exceder los 30 minutos; luego de lo cual, el personal debe ser relevado.



**Figura 5.1.- Limpieza de sedimentos en el interior del tanque [51]**

Se necesita que el personal en el interior este en comunicación constante con el personal que se encuentra en el exterior del tanque de almacenamiento, para evitar problemas debido a que se puede producir un cambio en la categoría a II o I por el movimiento de los lodos; en este caso, el personal deberá salir inmediatamente del interior y se procede a incrementar la ventilación mecánica. Siempre es necesario el monitoreo constante de la atmosfera por la Unidad de Seguridad Industrial.

El equipo para el desplazamiento de los lodos de ser de madera, para evitar que se produzca el deterioro de la pintura interior y que se produzcan chispas por la fricción contra el fondo del tanque.

Se debe ahora realizar el lavado del tanque con detergente industrial biodegradable, de igual manera esa mezcla será evacuada al lugar que determine la Unidad de Protección Ambiental de Petroecuador o alguna Empresa contratada.

#### **5.3.4 INSPECCIÓN TÉCNICA**

##### **5.3.4.1 Inspección desde el exterior del tanque**

La condición externa del tanque de almacenamiento deberá ser monitoreada por inspecciones visuales cercanas desde el piso, según procedimiento de rutina. Esta inspección puede realizarse por el personal de la

Empresa, y puede efectuarse también por otras personas a parte de los inspectores autorizados según la norma API 653.

El personal que lleve a cabo esta inspección deberá tener conocimientos de las operaciones de las instalaciones de almacenamiento, del tanque y de las características del producto almacenado. La frecuencia de estas inspecciones no puede ser mayor a un mes.

Esta inspección de rutina en funcionamiento del tanque de almacenamiento, incluirá una inspección visual de la superficie exterior del tanque. Evidencias de filtraciones, deformaciones en las paredes del tanque, sistemas de aislamiento y accesorios, deberán estar debidamente documentados con el objeto de que el inspector autorizado pueda hacer un seguimiento de las acciones tomadas al respecto.

**a) Mediciones externas por ultrasonido**

Las mediciones de espesor por ultrasonido se podrán usar periódicamente, cuidando de no sobrepasar lo siguiente:

- Cuando no se reconoce el rango de corrosión, el máximo intervalo será de 5 años. Los rangos de corrosión pueden ser estimados considerando los datos de los tanques en servicio, basados en mediciones de espesor tomados en un periodo no mayor a 5 años.

- Cuando el rango de corrosión es conocido, el intervalo máximo será el menor de  $RCA/2N$  años; (en que RCA es la diferencia entre el espesor de la pared medida y el espesor mínimo requerido en mili pulgadas, y N es el rango de corrosión de la pared en mili pulgadas por año) o 15 años.

#### **b) Supervisiones de Protección Catódica**

Cuando la corrosión exterior del fondo del tanque es controlada por un sistema de protección catódica, deberá efectuarse inspecciones periódicas de acuerdo con la norma **API RP 651**.

#### **5.3.4.2 Inspección Interna**

Después de realizar una planificación y diagnosticar la inspección interna, se deberá preparar procedimientos específicos de trabajo que garanticen higiene y seguridad al personal y prevengan daño a la propiedad del lugar de trabajo.

Se deberá realizar un checklist de inspección (lista de revisión de la inspección), que se deberá tener presente al dirigir inspecciones en tanques de almacenamiento de petróleo, ya sean en funcionamiento o fuera de servicio.

#### **5.3.5 INFORME TÉCNICO**

Los informes recomendado reparaciones y modificaciones, deberán incluir las razones para tales procedimientos y planos mostrando la ubicación del

trabajo. Deberán incluir procedimientos de inspección (cuerpo, techo, fondo, recubrimientos de pintura) equipos utilizados, documentos adjuntos, datos del diseño, inspección de servicio, medición de espesores del cuerpo, medición de espesores de pestaña (zona crítica), conclusiones y recomendaciones.

### **5.3.6 ALTERACIONES DEL TANQUE**

#### **5.3.6.1 Soldadura**

Los procedimientos de soldadura (WPS), los operarios de soldadura y los soldadores se deben calificar de acuerdo con la sección IX del código ASME. Se debe verificar la soldabilidad de los aceros de los tanques existentes.

##### **5.3.6.1.1 Ensayos y Pruebas No-Destructivas**

Cada soldadura nueva depositada o cualquier cavidad resultante de operaciones de excavación (gouging) o esmerilado deberán ser inspeccionadas visualmente en la totalidad de su longitud. Los END adicionales de estas soldaduras, pueden ser requeridos como sea descrito en las siguientes secciones relevantes:

- **Penetraciones de cuerpo**

Se debe realizar un ensayo de ultrasonido para la examinación de láminas del cuerpo para verificar laminaciones en el área cercana afectada cuando:

- a) Se adiciona una lámina de refuerzo a una conexión existente que no tiene refuerzo.

b) Se adiciona una conexión en caliente (hot tap).

Las cavidades resultantes de excavado o esmerilado al remover soldaduras de unión en las láminas de refuerzo existentes deben ser inspeccionadas por el método de partículas magnéticas o líquidos penetrantes.

- **Defectos de soldadura reparados**

Las reparaciones terminadas de soldadura a tope, deben ser inspeccionadas en la totalidad de su longitud con el método de examinación de radiografía o ultrasonido.

Las reparaciones terminadas de soldaduras de filete, deben ser examinadas en la totalidad de su longitud con el método de examinación no-destructiva apropiado.

- **Accesorios temporales y permanentes en las láminas del cuerpo**

Las soldaduras de accesorios permanentes (no incluidas soldaduras cuerpo-fondo) y áreas donde accesorios temporales han sido removidos y la proyección remanente de las soldaduras que han sido removidas; deben ser inspeccionadas visualmente.

- **Soldaduras entre laminas del cuerpo**

Las soldaduras que unen láminas existentes a láminas nuevas del cuerpo, deben ser inspeccionadas con el método de examinación de radiografía. Adicionalmente, para láminas de espesores mayores a 1 in., la superficie de la

preparación posterior del pase de raíz y el pase final (a cada lado) debe ser inspeccionado en la totalidad de su longitud por el método de partículas magnéticas o líquidos penetrantes.

- **Soldadura del cuerpo al fondo**

Soldadura nueva en la junta cuerpo-fondo, debe ser inspeccionada en la totalidad de su longitud usando la caja de vacío de ángulo recto, una solución jabonosa o por la aplicación de aceite diesel liviano. Adicionalmente, el primer pase de soldadura debe ser inspeccionada por la aplicación de aceite diesel liviano al lado opuesto del primer pase de soldadura hecho. Se debe permitir que se mantenga el aceite al menos 4 horas y después la soldadura debe ser inspeccionada para verificar si hubo acción de paso. El aceite debe ser removido antes de que sea terminada la soldadura.

La soldadura existente en la junta cuerpo-fondo, debe ser inspeccionada tanto visualmente como por el método de partículas magnéticas o líquidos penetrantes en la totalidad de su longitud, debajo de un parche traslapado soldado.

Adicionalmente, 6 in de la junta cuerpo-fondo a cada lado de la lámina del parche traslapado soldado, debe ser inspeccionada similarmente antes de la colocación de la lámina de remplazo, para asegurar la integridad de la soldadura y para confirmar la ausencia de grietas en la soldadura.

- **Fondos**

A la terminación de la soldadura en un fondo de un tanque, las láminas y la longitud total de las soldaduras nuevas en las láminas del fondo del tanque, deben ser inspeccionadas visualmente para la detección de defectos potenciales o fugas. Se debe poner atención especial a áreas tales como los sumideros, cavidades, ranuras, traslapes dobles y triples de láminas, puntos de quiebre en el fondo, rastrilla duras con el arco, áreas donde se removieron accesorios temporales. Adicionalmente, las áreas de las láminas del fondo reparadas por soldaduras, deben ser inspeccionadas por el método de partículas magnéticas o líquidos penetrantes; también debe ser probada con la caja de vacío y solución jabonosa o gas trazador y un detector.

- **Laminas del Cuerpo**

- a) **Reparaciones de láminas del cuerpo con depósito de metal de soldadura**

Las áreas de la lámina del cuerpo que van a ser reparadas por soldadura, deben ser inspeccionadas visualmente. Adicionalmente, las áreas de la lámina del cuerpo reparadas por soldadura, deben ser inspeccionadas por el método de partículas magnéticas o por líquidos penetrantes.

- b) **Reparaciones de láminas del cuerpo con parches traslapados soldados**



Las soldaduras de unión de los parches traslapados soldados nuevos, deben ser inspeccionadas visualmente y por el método de partículas magnéticas o líquidos penetrantes.

#### **5.3.6.1.2 Prueba Hidrostática**

Una prueba hidrostática completa mantenida durante mínimo 24 horas, debe ser efectuada cuando:

- a) Se ha reconstruido un tanque en su totalidad.
- b) A cualquier tanque se le han efectuado reparaciones o alteraciones mayores.
- c) Un tanque para el que una evaluación de ingeniería indica la necesidad de la prueba hidrostática debido al incremento en la severidad del servicio (presión, temperatura, volumen).

#### **5.4.6.1.3 Pruebas de Fugas**

A las láminas de refuerzo nuevas o alteradas de penetraciones en el cuerpo, se debe hacer una prueba de fuga con aire y solución jabonosa de acuerdo con la norma API Std. 650.

#### **5.3.6.2 Sand Blasting**

Es un método de limpieza con material abrasivo lanzado a través de una manguera hasta una boquilla tipo Venturi a presión de 80 y 125 lb sobre

superficies normalmente metálicas, este método de limpieza nos ayuda a eliminar impurezas sobre la superficie como óxidos, grasa, pintura, etc y así lograr una mejor adherencia de los recubrimientos anticorrosivos a utilizar.

Al utilizar el método de Sand Blast como limpieza logramos, que en la superficie se genere un perfil de anclaje (rugosidad), esta rugosidad es la que permite dar adherencia al recubrimiento primario a utilizar. Este perfil de anclaje será mayor o menor dependiendo del tamaño de la partícula del abrasivo, la presión con la que se lance y la cercanía del chorro a la superficie.

El perfil de anclaje deberá ser del 20 al 25% del espesor total del sistema de protección anticorrosiva que se aplicará. Por lo tanto si Usted aplicará un espesor de película seca de 8 mils. (200 micras) deberá provocar un perfil de 1.6 a 2.0 mils, con sus varios grados de limpieza; metal blanco, metal casi blanco, metal comercial y ráfaga.





**Figura 5.2.- Tipos de abrasivos [52]**

El **perfil de anclaje** (rugosidad) es el resultado de medir la aspereza de la superficie limpiada. Es la distancia perpendicular máxima que existe entre la sucesión de picos y valles con referencia a una línea central del perfil, que se producen en la superficie de acero por efecto del chorro abrasivo, expresado en mils o micrones. Se le describe según su profundidad y textura.

El espesor del sistema de pinturas y el tipo de recubrimiento que será aplicado, condicionan el rango del perfil de rugosidad permitido.

El impacto del abrasivo sobre la superficie, además de crear el perfil de rugosidad aumentando el contacto metal-pintura, también incrementará la adherencia específica al crearse los sitios o puntos reactivos en la superficie metálica, formándose enlaces polares y/o químicos a nivel molecular con el film del recubrimiento.

Si bien es cierto que a mayor rugosidad del perfil, mayor área de contacto metal-pintura habrá disponible para la adhesión. Sin embargo, si los valles son demasiados profundos, el recubrimiento puede tener dificultades para penetrar

en la parte inferior de estos, dejando espacios vacíos, que generan micro áreas de riesgo corrosivo. Así mismo, los picos pronunciados no podrán ser recubiertos eficientemente con la capa del imprimante, dejándolos expuestos o cerca de la superficie, lo que provocaría una oxidación prematura conocida como “pitting” o picaduras puntuales. En estos casos, cuando los perfiles de rugosidad se exceden, es recomendable aplicar un mayor espesor de película para asegurar la protección.

El caso contrario se presenta cuando los perfiles de rugosidad no alcanzan los valores mínimos exigidos, la escasa rugosidad genera menor área de contacto y afecta la adhesión del sistema. Ello se hace crítico cuando se aplican sistemas de pinturas de alto espesor, normalmente en medios de elevada corrosividad e inmersión.

La medición del perfil de rugosidad puede ser realizada por comparación, en concordancia con la **Norma ASTM D 4417 Método A “Método de Prueba para la Medición de Campo del Perfil de Superficies de Acero Limpiadas con Chorro”**. Este es un método práctico de campo, donde se utilizan patrones de rugosidad con diferentes tipos de abrasivos:

- Arena (Patrones de perfiles: 0.5, 1.0, 2.0, 3.0, 4.0 mils).
- Acero (grit o angular, Patrones de perfiles: 0.5, 1.0, 2.0, 3.0, 4.0 mils).
- Acero (shot o redondeado, Patrones de perfiles: 0.5, 1.0, 2.0, 3.0, 4.0 mils).

Valores cuantitativos pueden ser obtenidos por el uso de cinta de réplica y un micrómetro, de acuerdo a la **Norma ASTM D 4417, Método C** ó a la **Norma NACE RP 0287**. Mediciones directas con instrumentos de precisión y de acuerdo a lo establecido en el Método B de la norma, también puede ser monitoreada la rugosidad, de manera simple y con bajo costo.

Los factores que afectan el perfil de rugosidad y que deben ser gobernados para lograr productividad y durabilidad en el proceso son:

- 1) **El tamaño del abrasivo:** a mayor tamaño del abrasivo mayor será el perfil, sin embargo la productividad de la limpieza se incrementa con abrasivos de menor tamaño de malla.
- 2) **Dureza del abrasivo:** La dureza de los abrasivos metálicos son medidas sobre la escala Rockwell, mientras que la dureza de los abrasivos no metálicos es medida en Mohs. A mayor dureza del abrasivo más profundo será el perfil.
- 3) **Forma del abrasivo:** Los abrasivos esféricos son útiles en la eliminación de cascarilla de laminación, debido a su eficiencia para el trabajo de impacto pues la rugosidad que generan es menor, alcanzando una textura alisada debido a los cráteres redondeados. Sin embargo los angulares son eficaces en la remoción de óxido y pintura antigua, creando un perfil de rugosidad más profundo que los redondeados del mismo tamaño.

- 4) En la práctica, los mix operativos son diseñados para alcanzar la mayor eficiencia en la limpieza: mezcla de abrasivo esférico/angular, para la limpieza de acero nuevo, puede eliminar escamas o cascarilla de laminación y óxido. Es recomendado un control adecuado del ratio operativo mediante adiciones de abrasivo periódicamente.
- 5) El abrasivo redondeado es utilizado en máquinas automáticas centrifugas, para la limpieza de superficies de acero con grado A y B de oxidación según la SSPC – VIS 1. El abrasivo angular es utilizado en equipos de chorro manual y su uso resulta muy eficaz cuando la superficie se encuentra en un estado de oxidación C y D.
- 6) **Presión de aire en la boquilla del chorro:** La presión tiene un efecto directo en la productividad del proceso, llegando a provocar incrementos de 1.5 % de productividad por cada libra / in<sup>2</sup> de incremento de presión. Así mismo la mayor presión de la boquilla provocará mayor profundidad en el perfil de la superficie.
- 7) **Distancia de la boquilla a la superficie:** Cuanto más cerca está la boquilla de la superficie mayor será la profundidad del perfil, aunque también deberá considerarse la dureza, la presión y el ángulo de ataque al impactar el chorro sobre la superficie. Por ejemplo: ángulos rectos son adecuados para eliminar cascarilla de laminación y superficies con avanzado proceso de

picaduras por oxidación. La boquilla en posición de ángulos entre 40 y 50° es mejor para eliminar capa de pintura antigua y óxido en general.

### **5.3.6.3 Pintura o Recubrimiento**

#### **5.3.6.3.1 Preparación Superficie**

Se debe considerar los siguientes pasos y verificar las siguientes actividades:

- Limpieza química
- Limpieza mecánica
- Limpieza electromecánica
- Limpieza abrasiva

#### **5.3.6.3.2 Aplicación Recubrimientos**

Existen muchas formas de aplicación de recubrimientos industriales entre los que tenemos:

- Brocha
- Rodillos
- Guantes
- Spray (convencional, airless)
- Otros.

El escoger uno de estos, depende de:

- 1) Tamaño y tipo de trabajo.
- 2) Accesibilidad a aéreas – configuración.
- 3) Presencia de aéreas críticas, overspray.
- 4) Tipo de recubrimiento
- 5) Habilidad o experiencia del aplicador.
- 6) Presupuesto ajustado.

#### **5.3.6.3.3 Fallas – Defectos**

Un recubrimiento falla cuando la protección o el servicio esperado no se han cumplido. Falla prematura puede definirse como el rompimiento o deterioración de un sistema de recubrimiento, o corrosión en el sustrato se ha presentado más rápidamente que el previsto, con las siguientes razones:

- 1) Selección equivocada del recubrimiento.
- 2) Pobre diseño de fabricación estructural.
- 3) Formulación del recubrimiento.
- 4) Mala preparación superficial.
- 5) Incorrecta aplicación y selección del pintor.
- 6) Problema del sustrato.



7) Problema de adhesión.

#### **5.4 VERIFICACIÓN (CHECKLIST) Y ACCIONES CORRECTIVAS/MODIFICATIVO**

La verificación de la inspección CheckList, la encontraremos en el Capítulo 6 (*pestaña CheckList*) e impreso el formato en Anexos.

#### **5.5 VALIDACIÓN DE RESULTADOS FUNCIONALES (CERTIFICACIÓN)**

A continuación presento el cuadro de mantenimientos correctivos-modificativos, que se realizó en la Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio, especialmente tomando como análisis el tanque 3 de 250000 bbls.

MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS - MODIFICATIVOS				
ITEM	SISTEMA/ ELEMENTO DEL TANQUE	ESTADO INICIAL	ESTADO FINAL	BENEFICIO
1	Sistema Contra Incendios	Sistema con utilización de agua	Sistema con utilización de agua y de espuma. <b>Tiempo=1 año</b>	El ataque del fuego en el tanque mediante espuma inyectada desde la parte perimetral superior y enfriamiento del tanque por la parte externa de las paredes.(Tipo de fuego clase B)
2	Fondo	Fondo horizontal, procedimientos de parchado y relleno de soldadura a pittings	Fondo cónico con inclinación de 5 grados, parchado y relleno de soldadura a pittings. <b>Tiempo=2 años</b>	Mantenimiento menor, no se alteró el anillo anular del tanque y el sedimento almacenado en el tanque tiende alojarse en la periferia del fondo.
3	Pontones	Patas de los pontones se asentaban en el fondo del tanque produciendo corrosión y desgaste del material	Soldadura de placa en la base del pontón (De=140mm y Di=100mm); soldadura de placa cuadrada en fondo (300x300x9,5mm). <b>Tiempo=6 meses</b>	Asentamiento entre planchas horizontales, evitando de esta manera; corrosión excesiva o desgaste del fondo.
4	Base de concreto	Base de concreto de altura que sobresale del nivel del cubeto (h=150mm)	Proceder a realizar un bisel a 45 grados según norma API 653 e instalar geomembrana a toda la base de concreto. <b>Tiempo=no estimado</b>	El agua lluvia no se acumula en la periferia del tanque y las filtraciones hacia el interior se eliminan.
5	Sello (base de concreto y pared exterior)	No se aprecia según check list rutinario a los tanques.	Material sellante tipo espuma plástica inyectada entre la envolvente y la base de concreto. <b>Tiempo=no estimado</b>	Evita filtraciones de agua hacia el interior del tanque.

6	Cubeto	Material no combustible compactado y crecimiento de maleza.	Implementación de material impermeabilizante dentro del material no-combustible compactado, según consideraciones medioambientales. <b>Tiempo=no estimado</b>	Evita filtraciones de petróleo crudo hacia el exterior del cubeto, manteniendo producto en el interior y cumpliendo con el Registro Ambiental de Operaciones Hidrocarburífera (RAOH).
7	Sistema de protección catódica	No existe sistema de protección catódica en tanques.	Sistema de protección catódica por ánodos de sacrificio. <b>Tiempo=no estimado</b>	Evitar la corrosión en el fondo del tanque, mediante la instalación de ánodos de sacrificio.
8	Sistema automatizado de limpieza interna	Limpieza manual del fondo del tanque	Limpieza automática del fondo del tanque. <b>Tiempo=no estimado</b>	Las unidades robóticas de conducción por orugas son vehículos operados por control remoto, conducidos hidráulicamente, propulsados por orugas y designados para eliminar los sedimentos en tanques.
<p><b>Nota.- El Tiempo no estimado, es el tiempo en el que se realizara en el próximo mantenimiento de alguno de los 7 tanques, según el presupuesto que disponga Petroecuador EP.; para el SOTE.</b></p>				

## **5.6 MODELO OPERATIVO DEL NUEVO SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE LOS TANQUES DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO N.-1**

El nuevo modelo operativo del nuevo sistema de Mantenimiento de los Tanques de la Estación de Bombeo N.-1, se encuentra en el Capítulo 6 (***pestaña inspección externa e interna***) e impreso los formatos en Anexos.

## **CAPITULO 6**

### **ADICIONES AL SOFTWARE MAXIMO EXISTENTE EN EL SOTE**

#### **6.1 ANALISIS DE REQUISITOS**

El software administrativo presentado en el estudio de la tesis, se basa especialmente en brindar una ayuda al Ingeniero en Mantenimiento del SOTE, para documentar las inspecciones internas, externas del tanque; también el procedimiento de certificación de tanques como valor agregado a la tesis, hojas de cálculo de los indicadores de gestión de mantenimiento y estudio económico financiero del mantenimiento de tanques de techo flotante de almacenamiento de crudo.

Es un software administrativo elaborado en Excel, como herramienta alternativa al software MAXIMO, que se utiliza para gestionar el mantenimiento de los activos dentro de EP Petroecuador.

#### **6.2 ESPECIFICACIONES**

Siendo este software administrativo una herramienta alternativa de utilización para el Ingeniero de Mantenimiento del SOTE, las especificaciones en tanques actualmente encontradas al realizar las inspecciones de rutina, van a cambiar las especificaciones en los procedimientos si se realizan los correctivos y modificaciones pendientes en un determinado tiempo.

Este tiempo de mantenimiento constara de nuevas especificaciones cuando otro tanque de almacenamiento entre a mantenimiento. Es ahí, donde el Ingeniero de Mantenimiento del SOTE modificara estos procedimientos en el software presentado en el estudio de esta tesis.

### **6.3 DISEÑO Y ARQUITECTURA**

El diseño y arquitectura del software está basado en hojas de cálculo, documentación para inspección de tanques y certificación de tanques.

### **6.4 PROGRAMACION**

La programación está basada en el procedimiento de trabajo diario elaborado por el Ingeniero en Mantenimiento de la Estación Lago Agrio (SOTE), en el mantenimiento de los tanques de techo flotante.

Este procedimiento debe cumplir con las especificaciones técnicas que sugiere en la norma API 653.

### **6.5 PRUEBAS Y RESULTADOS**

Las pruebas y resultados obtenidos la hoja de cálculo en Excel, tendrá que cumplir con todas las especificaciones técnicas que sugiere la norma API 653 y toda norma técnica que es utilizada en el mantenimiento de tanques.

### **6.6 DOCUMENTACION**

La documentación obtenida del software MAXIMO para control de activos dentro de la bodega de la Estación N.-1 Lago Agrio (SOTE), brindara un respaldo al Ingeniero de Mantenimiento de cuanto material se utilizó en bodega, documentar en el software de Excel y presentar los documentos en un informe técnico.

### **6.7 MANTENIMIENTO DEL SOFTWARE**

El software administrativo no requiere de ningún mantenimiento, lo que es importante tener en cuenta, es la versión a la que del Excel a la que se trabaja.

## CAPITULO 7

### ANALISIS ECONOMICO Y FINANCIERO

#### 7.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

La elaboración del análisis económico permitirá, establecer la factibilidad y rentabilidad del mantenimiento del tanque 3 de almacenamiento de petróleo de la Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio SOTE, respecto; a la construcción de un nuevo tanque de 250000 barriles.

A continuación se detalla los costos directos e indirectos utilizados en el mantenimiento del tanque 3 del SOTE:

**Tabla. 7.1 Análisis Económico**

<b>7.1 ANALISIS ECONOMICO</b>	
<b>7.1 .1 COSTOS DIRECTOS</b>	<b>1152451,45</b>
A. EQUIPOS	9855,00
B. MANO DE OBRA	448486,00
C. MATERIALES	662.310,45
D. TRANSPORTE, HOSPEDAJE, ALIMENTACION	31800,00
<b>7.1.2 COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>18895,50</b>
<b>7.1.3 COSTO UNITARIO TOTAL</b>	<b>1171346,95</b>

Fuente: Elaboración personal

#### 7.2 ANÁLISIS FINANCIERO

El financiamiento de todo el proyecto de mantenimiento del tanque 3, en el que incluyen costos directos e indirectos; estará a cargo de la Empresa PETROECUADOR EP. , direccionando el presupuesto hacia la Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio (sote).



**Tabla. 7.2 Análisis Financiero**

<b>7.2 ANALISIS FINANCIERO</b>	
PETROECUADOR EP. (SOTE)	1171346,95
<b>TOTAL</b>	<b>1171346,95</b>

### 7.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad muestra cuan sensible es, el presupuesto de caja a determinados cambios, como la disminución de ingresos o el aumento de costos.

**Tabla. 7.3 Análisis de Sensibilidad**

	PERIODO	BOMBEO SOTE BLS./AÑO	FLUJO DE FONDOS
<b>DESEMBOLSO</b>	0	0	-\$1.171.346,95
<b>FLUJO DE CAJA</b>	1	108000000	\$1.080.000,00
	2	122400000	\$1.224.000,00
	3	115200000	\$1.152.000,00
	4	111600000	\$1.116.000,00
	5	118800000	\$1.188.000,00
	6	109800000	\$1.098.000,00
	7	113400000	\$1.134.000,00
	8	117000000	\$1.170.000,00
	9	120600000	\$1.206.000,00
	10	124200000	\$1.242.000,00
		<b>TIR=</b>	97%
		<b>VAN=</b>	\$ 5.925.287,49
<b>NOTA.-</b>	EL COSTO POR BARRIL BOMBEADO ES DE \$ 0,01, QUE EL SOTE DESTINARIA PARA EL AREA DE MANTENIMEINTO DE TANQUES. TASA DE DESCUENTO AL 10%.		

## CAPITULO 8

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 8.1 CONCLUSIONES

- Toda la evaluación e identificación de las fallas potenciales en el fondo, techo, cuerpo y soldaduras existentes; fueron detalladas según la inspección técnica visual y documentadas en los diferentes formatos de checklist, inspección interna e inspección externa del tanque; dando como resultado, una planificación y elaboración de un cronograma de mantenimiento correctivo – modificativo.
- La metodología de las normas API 653, ASTM, ASME y AWS resultaron ser bastante útiles como una guía, para los procedimientos de mantenimiento correctivo – modificativo aplicados en el Tanque N.-3 de la Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio (SOTE).
- La elaboración del plan de mantenimiento industrial concluido en este proyecto, establece los procedimientos adecuados para la reparación del tanque de almacenamiento de petróleo, tomando en cuenta el equipo de seguridad industrial para el personal, herramientas, equipos, instrumentos y mano de obra para la ejecución de todas las actividades del mantenimiento correctivo - modificativo.
- El Capítulo 6 como información adicional al software máximo utilizado en EP-Petroecuador, brinda la ayuda necesaria al Ingeniero de Mantenimiento y facilita realizar un seguimiento paso a paso de las actividades que engloba el mantenimiento de tanques; gracias a los

formatos de inspección interna-externa y el procedimiento de certificación del tanque con respecto al trabajo de la Verificadora.

- La obtención de los parámetros TIR y VAN, del análisis de sensibilidad del proyecto, arrojaron valores mayores a cero; por lo que el proyecto es viable y se recuperara la inversión hasta los siguientes 10 años, donde la norma API 653 sugiere abrir de nuevo el tanque de almacenamiento de petróleo para observar en qué condiciones se encuentra y planificar un nuevo mantenimiento mayor o menor.
- Todo tanque de almacenamiento de petróleo luego de cumplir con los trabajos de construcción o mantenimiento, deberá ser certificado por una empresa Verificadora calificada por la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburifera).

## **8.2 RECOMENDACIONES**

- Utilizar el diagrama de entrada-salida (blackbox) en todo proyecto, porque nos ayuda a evaluar e identificar las fallas potenciales como situación inicial y resultado como situación final al solucionar el problema del proyecto.
- Mantenerse siempre informado y actualizado en las normativas técnicas, ya que estas; nos brindaran información importante cuando necesitemos exponer un criterio técnico en la resolución de los problemas que se susciten.
- Para garantizar la seguridad de las personas y la infraestructura cercana al tanque de almacenamiento de petróleo, se debe aplicar el proceso

técnico detallado en el Capítulo 5, en el ítem 5.3 de esta Tesis como procedimiento recomendado antes de iniciar con el mantenimiento del tanque y los sistemas de seguridad industrial, como el sistema contra incendios de un tanque, deben ser inspeccionados y puestos a prueba continuamente según normativa NFPA, para precautelar la vida de las personas y la infraestructura.

- Actualizar la información del programa de adición al software máximo según los requerimientos que se necesiten utilizar en el mantenimiento de los 8 tanques que se encuentran en la Estación de Bombeo N-1 Lago Agrio (SOTE) y sus modificaciones al programa quedan a libre criterio del Ingeniero en Mantenimiento.
- Instalar sistemas de protección catódica según normativa NACE para medir sus potenciales periódicamente, mantener lubricados los tanques elaborando un procedimiento de trabajo con tiempos programados en la carga y descarga del producto (petróleo) hacia la Estación de Balao en Esmeraldas, evitar por parte de las autoridades que el petróleo se almacene fuera de especificaciones según la ley de hidrocarburos y de esta manera; se puede minimizar los problemas internos en el tanque y que la viabilidad del proyecto se mantenga durante los 10 años siguientes según normativa API 653.
- Mantener un trabajo conjunto con los funcionarios de la ARCH en todas las actividades que conlleva el mantenimiento del tanque, desde la planificación de las actividades hasta el cierre de tanque.

## **ABREVIATURAS**

SOTE Sistema del Oleoducto Transecuatoriano.

Bppd Barriles de petróleo por día.

API Instituto de Petróleo Americano.

OHSAS	Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional.
DBR	Tambor – Inventario de protección – Soga (Drum, Buffer, Rope).
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburifera.
TIR	Tasa Interna de Retorno.
ASME	Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos
ASTM	Asociación Americana Ensayos de Materiales.
AWS	Asociación Americana de Soldadura.
NFPA	Asociacion Americana de Control de Incendios.
LFR	Techo flotante interior (Lower Floating Roof)
EFR	Techo flotante exterior (External Floating Roof)
TPM	Mantenimiento productivo total (Total Productive Maintenance)
RCM	Mantenimiento centrado en la confiabilidad (Reliability Centered Maintenance)
AMFE	Análisis de modal de falla y efecto.
IPR	Índice de Prioridad de Riesgo.
TPPP	Tiempo programado para producir.
TM	Tiempo muerto (downtime).

TP	Tiempo produciendo (uptime).
TMEF	Tiempo medio entre fallas.
TMDR	Tiempo medio de reparación.
ETE	Eficiencia total de los equipos (Overhaul Equipment Effectiveness)
ISO	Organización Internacional de Normalización.
PVHA	Planificar-Hacer-Verificar-Actuar.
S	Seguridad.
SO	Salud Ocupacional.
CFE	Centros de Fiscalización y Entrega.
END	Ensayos No-Destructivos.
MFL	Perdida de flujo magnético (Magnetic Flux Leakage)
PITTING	Picaduras.
G	Gravedad Específica.
NACE	Asociación Internacional de Corrosión.
AISI	Instituto Americano del Metal y Acero.
RP-4B	Silicato de etilo, Pintura según PEMEX.

PEMEX	Petróleos Mexicanos.
LEL	Límite Inferior de Inflamabilidad.
H <sub>2</sub> S	Ácido Sulfúrico.
NORM	Presencia natural de materiales radioactivos (Naturally Occurring Radioactive Materials).
RCA	Rango de corrosión.
WPS	Procedimientos de soldadura.
VAN	Valor Actual Neto.

## REFERENCIAS

[1] Estación de Bombeo N.- Lago Agrio, SOTE TK 3

[2] y [3] Pagina web: [www.epptroecuador.ec](http://www.epptroecuador.ec)

[4]

<http://ugmamantenimiento12011.blogspot.com/2011/10/evolucion-del-mantenimiento.html>.



- [5] Presentación Diagramas de flujo, CD-Cap1-Diagrama de flujo
- [6] Presentación Diagramas de flujo, CD-Cap1-Diagrama de Ishikawa
- [7]...[32] Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio, SOTE
- [33] Página web: [www.googleearth.com](http://www.googleearth.com)
- [35] Masterado Energías Renovables, ESPE.
- [36]...[38] Documento de trabajo enfoque integrado para la gestión, Masterado Universidad Central de Ecuador en Seguridad y Salud Ocupacional.
- [39]...[42] Seminario Internacional de Corrosión NACE 2008, EPN
- [43] Según Normativa API 650.
- [44],[45] Según Normativa API 653.
- [47]...[51] Estación de Bombeo N.-1 Lago Agrio, SOTE

## **BIBLIOGRAFIA**

- GONZALEZ FERNANDEZ, FRANCISCO JAVIER (2009)**, Teoría Practica del Mantenimiento Industrial Avanzado, 3era Edición; Editorial Fundación ConfeMetal, España **AGUINAGA, A**; Folleto de Ingeniería de Mantenimiento; EPN.
- CRUZ ROBELO, EDUARDO MANUEL (2008)**, Ingeniería del Mantenimiento, Formación del Mantenimiento para el

Ingeniero Mecánico, 2da Edición; Editorial Nueva Librería, Buenos Aires - Argentina.

**JHON MOUBRAY, THE ALADON NETWORK, PAUL J. R. LANTHIER (1998).** Reliability Centred Maintenance, 2da Edición, Editorial Butterworth Heinemann Ltd.; Oxford Estados Unidos.

**Documento de trabajo,** Enfoque integrado para la gestión, Masterado Universidad Central del Ecuador (2012); Seguridad y Salud Ocupacional.

**MOUBRAY IV, John Mitchell,** Mantenimiento centrado en confiabilidad, [http://www.rcm2-soporte.com/documentos/Sop\\_Med-RCM%20Abril-05.pdf](http://www.rcm2-soporte.com/documentos/Sop_Med-RCM%20Abril-05.pdf), 2004, p.2.

**PEREZ, Carlos Mario,** Confiabilidad y evolución del mantenimiento, <http://www.rcm2-soporte.com/documentos/SOP-%20Confiabilidad%20Articulo.pdf> , p.7.

**KNIGHTS, Peter y MORALES, Emilio,** Gestión moderna de mantenimiento, [http://www.acapomil.cl/investigacion/boletines/boletin\\_2004/articulos/gestion](http://www.acapomil.cl/investigacion/boletines/boletin_2004/articulos/gestion).

**Norma API 653;** Inspección, Reparación, Alteración y Reconstrucción de Tanques de Almacenamiento 3era Edición, 2001.

**Normativas Aplicables,** detalladas en el Capítulo 3 (paginas 116-118). De este proyecto de Tesis.