

DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO MAYOR PARA TANQUES DE  
RELEVO EN PLANTAS DE BOMBEO DE LOGÍSTICA Y TRANSPORTE DE  
REFINADOS DE HIDROCARBUROS, CUMPLIENDO NORMAS VIGENTES Y  
ESTANDARIZACIÓN A TANQUES DE ALMACENAMIENTO

WILSON LEONEL ALFONSO GALINDO

CARLOS ANDRES AVILA VERA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BOGOTÁ  
2023

DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO MAYOR PARA TANQUES DE RELEVO  
EN PLANTAS DE BOMBEO DE LOGÍSTICA Y TRANSPORTE DE REFINADOS DE  
HIDROCARBUROS, CUMPLIENDO NORMAS VIGENTES Y ESTANDARIZACIÓN A  
TANQUES DE ALMACENAMIENTO

WILSON LEONEL ALFONSO GALINDO  
CARLOS ANDRES AVILA VERA

Monografía para optar el título de Especialista En Gerencia De Mantenimiento

DIRECTOR:  
PROFESOR MANUEL DE JESUS MARTINEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BOGOTÁ  
2023

## AGRADECIMIENTO

A Dios porque por su voluntad nos permite alcanzar los logros propuestos en cada una de nuestras vidas y propósitos personales y profesionales, guiándonos con sabiduría e integridad.

A nuestras familias por ser el núcleo importante de apoyo, brindando la motivación para continuar con el aprendizaje y el cumplimiento de las metas propuestas en la vida de cada uno.

Aquellas personas que realizaron su aporte desde las diferentes áreas del plantel universitario UIS, logrando implantar en nosotros los conocimientos, experiencias y fundamentos bases para implantar en los diferentes procesos en los que nos desempeñamos.

## **TABLA DE CONTENIDO**

1.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	18
2.	OBJETIVOS .....	20
2.1	OBJETIVO GENERAL.....	20
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	20
3.	MARCO TEÓRICO.....	21
3.1	FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO .....	21
3.2	ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO.....	21
3.2.1	Mantenimiento Correctivo .....	21
3.2.2.	Mantenimiento Programado.....	22
3.2.3	Mantenimiento Preventivo.....	22
3.2.4	Mantenimiento Predictivo.....	23
3.2.5	Mantenimiento De Oportunidad .....	25
3.3	EL PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS .....	25
3.4	TANQUES DE ALMACENAMIENTO.....	26
3.4.1	Clasificación .....	26
3.4.2	Tanques Según Sus Productos A Almacenar .....	33
3.4.3	Materiales y Características. ....	34

3.4.4	Partes De Un Tanque De Almacenamiento. ....	38
4.	MARCO CONCEPTUAL .....	45
4.1	LA IMPORTANCIA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO.....	45
4.2	MANTENIMIENTO PREVENTIVO MAYOR.....	46
4.2.1	Identificación Del Alcance Del Mantenimiento Mayor.....	48
4.2.2	Estrategia de Ejecución.....	49
4.2.3	Planeación Del Mantenimiento Mayor. ....	51
4.2.4	Programa Del Mantenimiento Con Paro De La Planta. ....	54
4.2.5	Informe De Mantenimiento Mayor Con Parada De Planta.....	54
5.	MARCO LEGAL.....	55
5.1	API 653 .....	55
5.1.1	Descripción y Alcance.....	55
5.2	API 650 .....	56
5.2.1	Descripción y Alcance.....	56
6.	DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO MAYOR PARA TANQUE DE ALMACENAMIENTO PARA PLANTAS DE BOMBEO Y LOGISTICA DE TRANSPORTE.....	57
6.1	RECOLECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.....	57

6.2	ALCANCE DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO MAYOR TANQUE DE ALMACENAMIENTO. ....	79
6.3	ETAPA DE PLANIFICACIÓN.....	81
6.4	GESTIÓN DE ADQUISICIÓN DE REPUESTOS Y ACTIVOS. ....	85
6.5	GESTIÓN DE COSTOS.....	87
6.6	ESTIMACIÓN DE TIEMPOS.....	91
6.7	CRITERIOS PARA EL MANTENIMIENTO MAYOR DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO .....	92
6.8	PROCEDIMIENTO INSPECCIÓN DE INTEGRIDAD MECÁNICA PARA TANQUE DE ALMACENAMIENTO BAJO PARÁMETROS NORMA API 653.....	104
6.8.1	Procedimientos de Inspección.....	105
6.8.2	Medición De Espesores.....	107
6.8.3	Verificación De La Redondez, Verticalidad y Asentamientos Del Tanque. ....	109
6.8.4	Medición Del Asentamiento Interno Del Fondo.....	112
6.8.5	Inspección De Sistema De Recubrimiento. ....	114
6.8.6	Inspección De Sistema De Protección Catódica Externa. ....	115
6.8.7	Intervalos De Inspección.....	119
6.9	MANTENIMIENTO DE EQUIPOS ASOCIADOS AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO .....	120

6.9.1	LSL-2111 .....	121
6.9.2	Switch De Bajo Nivel. ....	121
6.9.3	LSH-2110 Switch De Alto Nivel.....	122
6.9.4	LIT-2102 Transmisor Indicador De Nivel.....	122
6.9.5	TIT-2105 Transmisor Indicador De Temperatura .....	123
6.9.6	SDV-2101 Válvula De Shutdown:.....	124
6.9.7	SDV-2103 Válvula De Shutdown:.....	125
6.10	ACTIVIDADES METALMECÁNICAS GENERALES PARA EL MANTENIMIENTO DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO.....	126
6.10.1	Instalación De Sobresanos En El Fondo Del Tanque .....	126
6.10.2	Ensayo Do Destructivo Para Liberación.....	130
6.10.3	Reparaciones En Techo.....	131
6.10.4	Reparaciones En Cuerpo.....	133
6.10.5	Preparación De Superficies Aplicando Recubrimientos En El Interior y Exterior Del Tanque.....	134
6.11	INSPECCIÓN SISTEMA PROTECCIÓN CATÓDICA DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO .....	142
6.12	PRUEBA HIDROSTÁTICA DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO.....	148
6.13	CONTROL DE ASENTAMIENTO.....	151

6.14	PERIODICIDAD Y FRECUENCIAS DE mANTENIMIENTO A TANQUES DE ALMACENAMIENTO. ....	152
7.	SEGUIMIENTO Y CONTROL .....	154
7.1	SEGUIMIENTO DE ACTIVIDADES .....	154
7.2	ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE DESVIACIONES.....	155
7.3	AVANCES Y CONTROL DE EJECUCIÓN MEDIANTE LA CURVA S.....	155
8.	CONCLUSIONES.....	157
	BIBLIOGRAFÍA .....	159
	ANEXOS .....	163

## Lista de Tablas

Tabla 1 Radios de tolerancia .....	97
------------------------------------	----

## Lista de Figuras

Figura 1 Estrategias de Mantenimiento .....	21
Figura 2 Distribución optima de mantenimiento planeado.....	23
Figura 3 Reparación general basado en el tiempo .....	24
Figura 4 Mantenimiento preventivo basado en condición.....	25
Figura 5 Tanques Atmosféricos .....	27
Figura 6 Tanques atmosféricos de tapa fija .....	28
Figura 7 Tanques atmosféricos de tapa flotante .....	29
Figura 8 Tanques de presión.....	31
Figura 9 Partes del tanque de almacenamiento.....	44
Figura 10 Eficiencia VS costo de mantenimiento.....	47
Figura 11 Gestión de paradas de planta .....	49
Figura 12 Gestión de Re-estrategias de paradas de planta.....	50
Figura 13 Información general de tanque de almacenamiento .....	58
Figura 14 Diagrama de flujo de gestión de adquisición de insumos, activos y servicios.....	87
Figura 15 Aislamiento seguro de equipos.....	97
Figura 16 Apertura manhole y lavado interno de tanque.....	103
Figura 17 Representación grafica de asentamiento de tanque .....	111
Figura 18 Mediciones de asentamiento del fondo (interno) del tanque fuera de servicio .....	112
Figura 19 Clasificación de terreno según la resistividad .....	117
Figura 20 Equipos asociados al tanque (instrumentación y Válvulas) .....	120
Figura 21 Recubrimiento Sand Blasting .....	127

Figura 22 Instalación de parches de fondo .....	128
Figura 23 Ubicación de parches de láminas abrasivas.....	129
Figura 24 Instalación de sobresano.....	134
Figura 25 Instalación de platinas de puesta a tierra .....	138

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. SEGUIMIENTO DE ACTIVIDADES.....	148
ANEXO B. ANALISIS DE DESVIACIONES.....	149
ANEXO C. CONTROL DE EJECUCION MANTENIMIETO MAYOR.....	150

## Resumen

**Título:** DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO MAYOR PARA TANQUES DE RELEVO EN PLANTAS DE BOMBEO DE LOGÍSTICA Y TRANSPORTE DE REFINADOS DE HIDROCARBUROS, CUMPLIENDO NORMAS VIGENTES Y ESTANDARIZACIÓN A TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

**Autores:** WILSON LEONEL ALFONSO GALINDO  
CARLOS ANDRES AVILA VERA.

**Palabras claves:** Tanque de almacenamiento, API 653, Estación, SAS, SAES, Descontaminación, aplicación de superficies, poliducto.

### **Descripción.**

Las estaciones de bombeo pertenecen a las troncales de poliductos y oleoductos; disponen en sus operaciones un sistema de almacenamiento que se compone de tanques de relevo, con unas variaciones de capacidades nominales respectivamente; estos tanques de almacenamiento tienen un papel muy importante en el transporte de hidrocarburos; debido a su función principal que es el almacenamiento entre la producción y el transporte, permitiendo una flexibilidad operativa en el poliducto debido a sobrepresiones en la línea provocando disparos de seguridad que se encuentran en el recibo y despacho de las estaciones de re-bombeo; por drenajes de sistemas en la estación y descuelgue de línea para intervención del mantenedor si es necesario.

Actualmente, las estaciones no cuentan con un plan de mantenimiento actualizado y estandarizado; por eso este trabajo tiene como finalidad la elaboración de un mantenimiento mayor bajo los estándares como tanques de almacenamiento basados en la norma API 653, con el fin de conservar la integridad operativa del equipo.

Se realizaron varias etapas de las actividades con el fin de que la empresa aliada o el mantenedor tengan una interacción más rápida y acertada ante la presencia de cualquier tipo de dificultad al momento de realizar el mantenimiento del equipo. En cada una de las etapas se describe los procedimientos u/o actividades del paso a paso para el mantenimiento del tanque como son el alistamiento de los equipos, aislamiento seguro del tanque, desgasificación, lavado, inspección, reparación, aplicación de superficies y entrega con el fin de que cumpla con todos los estándares normativos para garantizar la seguridad de la operación del tanque, la integridad de las personas, el medio ambiente y la infraestructura.

## ABSTRACT

**Title:** DESIGN OF A MAJOR MAINTENANCE PLAN FOR RELAY TANKS IN LOGISTICS PUMPING PLANTS AND TRANSPORTATION OF REFINED HYDROCARBONS, IN COMPLIANCE WITH CURRENT REGULATIONS AND STANDARDIZATION OF STORAGE TANKS.

**Author:** WILSON LEONEL ALFONSO GALINDO  
CARLOS ANDRES AVILA VERA.

**Keywords:** Storage tank, API 653, Station, SAS, SAES, Decontamination, surface application, pipeline.

### **Description.**

The pumping stations belong to the main polyducts and oil pipelines; They have a storage system in their operations that is made up of relief tanks, with nominal capacity variations respectively; these storage tanks have a very important role in the transportation of hydrocarbons; due to its main function, which is storage between production and transportation, allowing operational flexibility in the pipeline due to overpressure in the line causing safety shots that are found in the receipt and dispatch of the re-pumping stations; by system drains in the station and line disconnection for maintenance intervention if necessary.

Currently the stations do not have an updated and standardized maintenance plan; for this reason, this work has the purpose of developing a major maintenance under standards such as storage tanks based on the API 653 standard in order to preserve the operational integrity of the equipment.

Several stages of the activities were carried out in order for the allied company or the maintainer to have a faster and more accurate interaction in the presence of any type of difficulty when performing equipment maintenance. In each one of the stages, the procedures and/or activities are described step by step for the maintenance of the tank, such as the preparation of the equipment, safe isolation of the tank, degassing, washing, inspection, repair, application of surfaces and delivery with in order to comply with all regulatory standards to ensure the safety of the tank operation, the integrity of people, the environment and the infrastructure.

## INTRODUCCIÓN

Las líneas de transporte de la industria petrolera y sus derivados, se encuentran expuestas a cambios repentinos de operación, cierres imprevistos, excesos de producción o contingencias por orden público, entre otras, se cuentan con estaciones de bombeo y almacenamiento que se realiza a través de tanques principales y de relevo, en la actualidad se presentan paros de operación por falta de disponibilidad, mantenimiento y cumplimiento a las normas de los tanques de relevo. Se propone realizar un mantenimiento preventivo mayor bajo los estándares como tanques de almacenamiento y cumplimiento a las normas API para ser utilizados en las contingencias antes expuestas.

Se desarrolla esta propuesta de mantenimiento partiendo de una recolección de información, seguido de un análisis, para determinar las actividades de mantenimiento preventivo mayor a los tanques de almacenamiento y sus componentes principales. Garantizando su disponibilidad y buen funcionamiento en la operación constante para el cual fue diseñado, cumpliendo los estándares de construcción de la Norma API 653 y 650. No se incluirá componentes por fuera del perímetro del tanque. Se basará en información registrada en sitios web, análisis de fallas comunes, ya que no se tiene ingreso a bastante información por parte de las empresas por conceptos de confidencialidad. Se tomará cada componente, se propone mantenimiento con sus respectivos procedimientos, control y seguimiento de los mismos, dejando un modelo para ayudar a investigar y mejorar cada día el mantenimiento de sus componentes y el análisis de las respectivas fallas encontradas.

## **1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

A nivel mundial en la industria petrolera se utiliza los tanques de almacenamiento, para contener crudo y sus derivados del petróleo porque son de sumo valor en la explotación de los hidrocarburos y actúan como un pulmón entre la producción y el transporte del petróleo y sus derivados, donde se absorbe las variaciones de consumo ayudando a las refinerías a mantener un nivel constante entre la producción y el consumo del producto final y una de las operaciones que permiten mantener esta constante es mediante un plan de mantenimiento (DUFFUAA, 2000).

Actualmente, las estaciones de bombeo no cuentan con un plan de mantenimiento actualizado y estandarizado con las normas vigentes UNE-EN 13160, API 650 y API 653 para estandarización como tanques de almacenamiento en sus operaciones. Las estaciones de bombeo pertenecen a las troncales de poliductos y oleoductos; disponen en sus operaciones un sistema de almacenamiento que se compone de tanques de relevo, con unas variaciones de capacidades nominales respectivamente, en estos tanques se almacena el producto proveniente de los disparos de seguridad, achiques del tanque sumidero, drenajes del sistema para mantenimiento, descuelgue de línea y productos recuperados del tanque separador CPL (asociados 2017). Las líneas de operación están expuestas a un paro de bombeo en caso de superar el límite del 80 % de la capacidad de almacenamiento de los tanques. Es por eso que actualmente las estaciones de bombeo no disponen de un plan acorde a nuevas tecnologías que hoy se están aplicando a estándares normativos para la operación de tanques de almacenamiento, por tal motivo se realiza inspecciones y mantenimiento cumpliendo con los estándares normativos con el fin de conservar la integridad y

el funcionamiento operativos de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos o productos refinados en las plantas de bombeo.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Diseñar un plan de mantenimiento mayor para tanques de relevo en plantas de bombeo de logística y transporte de refinados de hidrocarburos, cumpliendo normas API 650 y API 653 y estandarización a tanques de almacenamiento.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Recolectar información histórica de los registros de inspección, fallas y mantenimientos realizados en los últimos 3 años (2019, 2020 y 2021), así como las normas vigentes para la estandarización como tanques de almacenamiento en una estación de bombeo.
- Analizar y comparar la información con el fin de cumplir con las normas y estandarización de los tanques, proponiendo la metodología adecuada para diseñar un plan de mantenimiento.
- Diseñar un plan de mantenimiento mayor para tanques de relevo cumpliendo las normas API 650 y API 653 como tanques de almacenamiento.

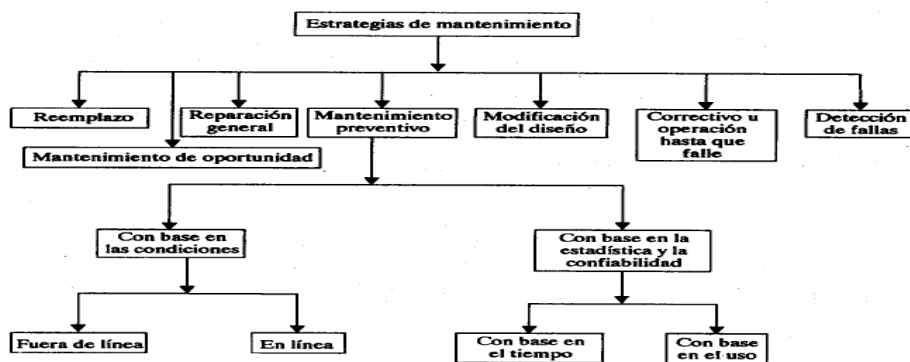
### 3. MARCO TEÓRICO.

#### 3.1 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO

Dentro de las filosofías de mantenimiento el objetivo principal es tener el mínimo personal idóneo y consciente para poder optimizar y garantizar la disponibilidad de la planta con la premisa del cumplimiento de los sistemas de gestión y seguridad industrial.

Figura 1

*Estrategias de mantenimiento*



*Nota:* Se muestran las diferentes estrategias de mantenimiento. Tomado de Sistemas de Mantenimiento Planeación y Control, Duffuaa & Campbell, 1995,

#### 3.2 ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO.

##### 3.2.1 *Mantenimiento Correctivo*

El mantenimiento correctivo se ejecuta cuando un equipo ya no es capaz de desempeñar las funciones para las que fue diseñado y deja de operar, este mantenimiento no tiene ningún tipo de

planeación por lo tanto se espera a que falle el equipo para ejecutarlo. y las fases que lo componen son:

- Identificar la falla y sus causas
- Analizar las diferentes alternativas de reparación.
- Escoger la alternativa más óptima.
- Planear la alternativa incluyendo el material y personal idóneo.
- Desarrollar las actividades y supervisarlas.
- Recolectar la información de la actividad y archivarla en la Hoja de vida del equipo.

### **3.2.2. *Mantenimiento Programado.***

Este mantenimiento está basado en el reemplazo de las piezas que se desgastan según los ensayos, análisis y estudios realizados por los fabricantes, o por experiencia de los técnicos que los involucran, a través de un tiempo determinado, este mantenimiento tiene una periodicidad para realizar las rutinas adecuadas.

### **3.2.3 *Mantenimiento Preventivo.***

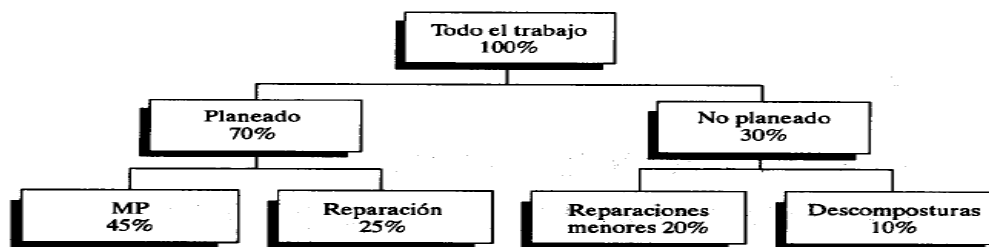
Se desarrolla por medio de una programación de actividades, de las cuales, las más importantes se desarrollan como rutinas de inspección, lubricación, limpieza, ajustes o reemplazos de los componentes o los diferentes lubricantes, esto con el objetivo de prevenir las fallas de los equipos o las instalaciones.

El mantenimiento preventivo requiere una rigurosa planeación y cumplimiento, determinando y analizando todos y cada uno de sus componentes para determinar su mejor mantenimiento. Ejecutándolo de la siguiente manera:

- se debe analizar las diferentes rutinas y sus tiempos de ejecución.
- determinar los materiales y el personal idóneo para cada labor.
- determinar el tiempo y su periodicidad de cada una de las actividades.
- programar la detención del equipo y los tiempos de parada programada.
- Ejecutar y monitorear su cumplimiento.
- Registro del mantenimiento programado y sus hallazgos.

**Figura 2**

*Distribución óptima de Mantenimiento planeado*



*Nota:* Se muestra la distribución de trabajo de mantenimiento planeado y no planeado. Tomado de Sistemas de Mantenimiento Planeación y Control, mantenimiento preventivo, conceptos, modelos y análisis. Duffuaa & Campbell, 1995.

### **3.2.4 Mantenimiento Predictivo**

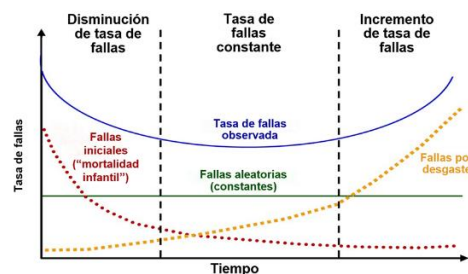
También llamado mantenimiento basado en condiciones, donde los análisis en sitio y monitoreo continuo dan lugar a este tipo de mantenimiento, se desarrolla en el equipo conociendo las condiciones del equipo bajo unos parámetros establecidos y aplicando diferentes métodos de análisis.

También existen los ensayos no destructivos para el análisis de las condiciones en las cuales opera el equipo, a su vez la confiabilidad del equipo aumenta, pero el costo es relativamente costoso para su implementación, por lo tanto, se aplica para equipos críticos que afecten con un valor económico considerable la operación, dentro de estas mediciones y ensayos se encuentran las siguientes:

- análisis de desgaste a través de espectrómetros.
- Análisis de espesores con ultrasonidos.
- Detección de fracturas con rayos X, tintas reveladoras o corrientes parasitas.
- Ruidos.
- Método de medición con análisis de vibraciones.
- temperatura con termómetros o cámaras termografías.

### Figura 3

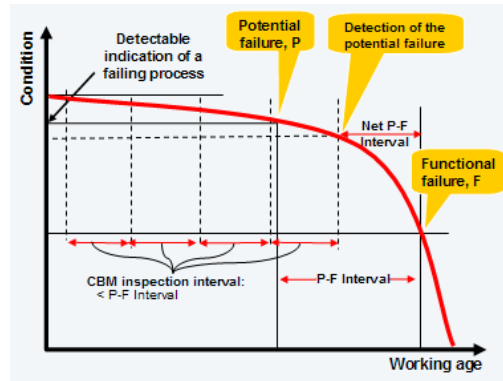
*Reparación general basado en el tiempo.*



*Nota:* Se muestra la curva de reparación basado en el tiempo. Tomada de Medio electrónico, <https://america.sullair.com/es/blog/compresores-de-aire-reparar-o-reemplazar>, Steve Cowburn, SULLAIR, junio 6 2022

## Figura 4

*Mantenimiento preventivo basado en condición.*



*Nota:* Se muestra la curva de reparación basado en el tiempo. Tomada de Medio electrónico, <https://msinet.com.ar/noticias/cbm-mantenimiento-basado-en-la-condicion/>, MSI noticias, CBM- Mantenimiento Basado en condición, 2019.

### 3.2.5 *Mantenimiento De Oportunidad*

Se lleva a cabo cuando se ejecuta una parada y se aprovecha para desarrollarlo, tomando este espacio para realizar; mediciones, reemplazos, reparaciones o inspecciones, se deben tener las actividades, materiales y recurso ya predeterminados.

## 3.3 EL PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos y parafinas en algunas áreas, y compuestos aromáticos y ciclo-parafinas en otras. Es la fuente primaria del combustible de automoción y los aceites lubricantes. Se cree que han sido formados a partir de la descomposición de la vida animal y vegetal bajo calor y presión durante los periodos geológicos. El petróleo es producido, por lo general, en estratos de roca de profundidad, pero, a veces, cerca de la superficie.

Cuando es resquebrajado y refinado, produce cientos de petroquímicos que son convertidos en decenas de miles de productos. (Group, 2019)

El petróleo crudo (también llamado Aceite Crudo o Aceite mineral) contiene alrededor de 80 por ciento de compuestos de carbono, 11 por ciento de hidrógeno, y 1 o 2 por ciento de nitrógeno, oxígeno y azufre. En la mayoría de los yacimientos petrolíferos, el petróleo y el gas natural se producen en conjunto, siendo el gas la capa superior del petróleo crudo bajo el cual puede haber agua. Un barril de petróleo equivale a 158 m<sup>3</sup> de gas natural, 1,45 de barriles de gas natural licuado (LNG), o aproximadamente un barril de gas oíl (Group, 2019).

### **3.4 TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Es el conjunto de recintos y recipientes de todo tipo que contengan o puedan contener líquidos inflamables y/o combustibles, incluyendo los recipientes propiamente dichos, sus cubetos de retención, las calles intermedias de circulación y separación, las tuberías de conexión y las zonas e instalación de carga, descarga y otras instalaciones necesarias para el almacenamiento, siempre que sean exclusivos del mismo.

#### **3.4.1 Clasificación**

Existe una gama variada de tipos de tanques, la elección está dada al tipo de productos a almacenar, a la capacidad de almacenamiento, etc. Dentro de estas condiciones, podemos citar los siguientes tipos de tanques: de techo cónico, de techo flotante, techo cónico diagonal flotante inferior, tanques domos, tanques criogénicos, esferas, etc.

#### **Tanques Atmosféricos Cilíndricos.**

Se usan para almacenar cualquier gas licuado a su temperatura crítica y presión requerida, el montaje en posición horizontal se hace sobre dos o más apoyos y si es en posición vertical se hace

sobre un fuste. Son considerados almacenamientos económicos con dimensiones de hasta 50 metros de diámetro y capacidades de agua de hasta 800 metros cúbicos. (WORDPRESS, 2017). Son diseñados con niveles de presión desde atmosférica hasta 1,0 psi. Estos tanques no admiten almacenamiento de líquidos en temperaturas mayores a su punto de ebullición. La presión máxima del vapor es de  $0.914 \text{ kg/cm}^2$  ABS a nivel del mar. (INDUSTRIAL, 2020).

### **Figura 5**

*Tanques atmosféricos.*



*Nota:* Figura de Tanques atmosféricos. Tomada de La industria del lugar, 2017, Blog [wordpress.com, https://laindustriasite.wordpress.com/2017/01/](https://laindustriasite.wordpress.com/2017/01/).

#### Tanques Cilíndricos de Techo Fijo.

Estos tanques sirven para almacenar petróleo crudo o productos que tengan una presión de vapor relativamente baja, es decir, aquellos que no tienen tendencia a producir vapores a temperatura ambiente. El techo tiene una pendiente mínima de  $6^\circ$  y puede estar soportado o auto soportado, constan de un fondo plano, una pared cilíndrica y un techo fijo, los venteos libres o cuellos de ganso, permiten emisión de vapores logrando de esta manera que el interior del tanque

se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica, aunque las pérdidas por evaporación son inevitables.

De acuerdo al techo cónico fijo, se puede distinguir tanques de techo fijo soportados y auto soportados; los soportados son aquellos cuyo techo cónico están sustentados sobre estructuras metálicas que comprenden sistemas de vigas y columnas para sostener el techo cuando el tanque es de mayor tamaño, han sido ampliamente usados para el almacenamiento de petróleo crudo y productos derivados de la refinación cuyo punto de ebullición, está por debajo de la temperatura ambiente. Su costo de almacenamiento es más elevado debido a las pérdidas por evaporación a que están sujetos.

Por otro lado, los auto soportados son aquellos cuyos techos se apoyan directamente sobre el cuerpo del mismo, razón por la cual, suelen tomar forma de domo o paraguas. Los tanques de techo cónico son los más baratos, en diseño y construcción más simple. Son ampliamente usados en tanques de pequeño tamaño.

### **Figura 6**

*Tanques Atmosféricos de tapa fija.*



*Nota:* Se muestra figura de Tanques atmosféricos de tapa fija. Tomada de La industria del lugar, 2017, Blog wordpress.com, <https://laindustriasite.wordpress.com/2017/01/>

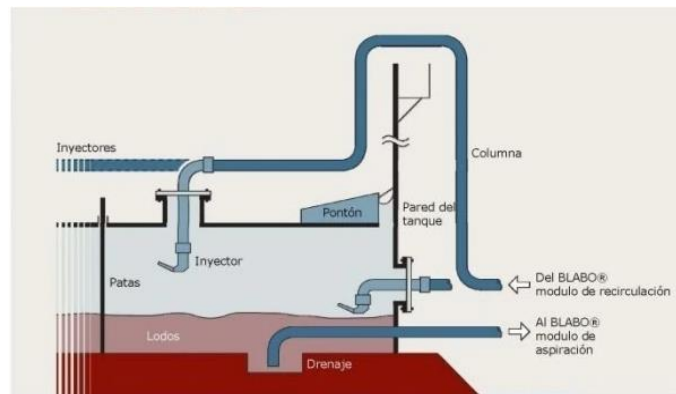
Son tanques empleados para almacenar productos que tengan una presión de vapor relativamente alta, es decir, a temperatura ambiente emiten vapores. Estos tanques son aptos para el almacenamiento de condensados, gasolinas, GLP, etc.

### **Tanques Cilíndricos con Techos Flotantes.**

La construcción es similar a los cilíndricos de techo cónico con la diferencia de que la tapa superior flota sobre el producto que se almacena. Este tipo de techo, no deja espacio entre la cubierta y la superficie del petróleo. Debido a que en la presión en el interior del tanque es semejante a la atmosférica, se le puede utilizar para almacenar productos volátiles tales como la gasolina y el crudo, ya que supone un sencillo y eficaz medio de contrarrestar y evitar pérdidas de producto por evaporación en estas condiciones, la fase gaseosa que puede originarse es prácticamente despreciable. De acuerdo a su diámetro y la volatilidad del producto a almacenar, se dividen en: tanques de techo flotante tipo pontones, tipo doublé deck y tipo sartén.

### **Figura 7**

*Tanques atmosféricos de tapa flotante*



*Nota:* Se muestra esquema de Tanques atmosféricos de tapa flotante. Tomada de la industria del lugar, 2017, Blog wordpress.com, <https://laindustriasite.wordpress.com/2017/01/>

### **Tanques de Techo Flexible.**

Diseñados para reducir las pérdidas de vapor que resultan por los cambios de temperatura este tanque está equipado con un techo de lámina de acero flexible capaz de expandirse y contraerse, según la presión del tanque, esto permite que muy poco o nada de gas se escape. Los techos flexibles están equipados con válvulas de control que abren mecánicamente cuando el techo se levanta a una altura predefinida. Los tanques de este tipo, son especialmente útiles cuando el crudo se va a almacenar por mucho tiempo.

### **Tanques de Cono Radial.**

A este tipo de tanque se le utiliza muy poco en la industria petrolera; está diseñado para resistir presiones internas hasta de  $0,7 \text{ kg/cm}^2$  y se ha construido en tamaños de hasta 80.000 lb de capacidad. Se usa para almacenar productos de alta presión de vapor y son útiles para reducir a un mínimo las pérdidas de evaporación.

### **Tanques a Presión.**

Utilizados para contener líquidos que requieran una presión de vapor mayor a 13 psi, se caracterizan por sus formas cilíndricas y esféricas.

Los recipientes cilíndricos son verticales con dos o más puntos de apoyo, de acero. En caso de instalarse de manera vertical deben hacerlo sobre un fuste. Mientras que los tanques esferas se diferencian por sus gruesas paredes de acero y columnas.

## Figura 8

### *Tanques de presión*



*Nota:* se muestra imagen de los Tanques de presión, El control industrial, 2020, <https://elcontrolindustrial.blogspot.com/2018/10/tipos-de-tanques-de-almacenamiento.html>.

Su diferencia más notoria es su capacidad de almacenaje. Los tanques cilíndricos soportan una capacidad de agua de hasta 800 metros cúbicos, mientras que las esferas lo hacen a partir de los 800 metros cúbicos (INDUSTRIAL, 2020).

Son utilizados para el almacenamiento de aceites muy volátiles que desarrollan alta presión de vapor, estos tanques son muy capaces de resistir las deformaciones, mientras que los tanques de forma convencional los esfuerzos se distribuyen uniformemente. Tanques de este tipo pueden resistir presiones internas hasta de  $7 \text{ kg/cm}^2$ , se usan principalmente para el almacenamiento de gasolinas, GLP, etc. (Mateus Herrera & Vivas Paspuel, 2007).

### **Tanques de Almacenamiento Esféricos.**

Los Tanques de almacenamiento esferas son principalmente usados para almacenamiento de productos encima de los 5 psi.

## **Tanques de Almacenamiento Esferoidales**

Un tanque esferoidal es esencialmente esférico excepto que esto es un tanto aplanado. Tanques hemisféricos tienen un armazón cilíndrico con techos curvados. Los tanques esferoidales son generalmente usados en tamaños más grandes y tienen ataduras internas para así soportar el esfuerzo de flujo en el armazón. Esos tanques son generalmente usados para almacenar productos también encima de los 5 psi.

***Tanque de Baja Presión.*** Se mide su presión interna desde la parte superior del tanque, debiendo ser mayor a  $0.35 \text{ kg/cm}^2$ . Como requisito mínimo de construcción de un tanque de baja presión se puede usar el estándar de diseño API 620 (INDUSTRIAL, 2020).

***Tanques Refrigerados.*** Son utilizados para almacenar gases licuados en rangos del etileno al butano. Los recipientes a presión refrigerados se utilizan para almacenar gases a alta presión como GLN u otros gases criogénicos para los que el almacenamiento a presión, a temperatura ambiente, no es factible. Los límites máximos de estos recipientes son de 4.5 metros de diámetro. Los principales tipos de tanques de refrigeración son recipientes a presión, esferas a presión y tanques cilíndricos verticales.

***Esferas a Presión Refrigeradas.*** Se utilizan para almacenar volúmenes intermedios de líquidos.

***Tanque cilíndrico vertical refrigerado.*** Es la forma más común de almacenar grandes volúmenes de líquidos refrigerados, pueden ser de pared simple o doble. El de pared simple es similar a los tanques atmosféricos, excepto que dispone un fondo plano, la cara exterior del cilindro tiene un aislamiento térmico y el techo puede ser en forma de sombrilla.

**Tanques de pared doble.** Se asemejan a los tanques atmosféricos, excepto que el cilindro está compuesto por dos paredes concéntricas con un material aislante que ocupa el espacio anular, el que se encuentra a una ligera presión positiva mediante el uso de un gas inerte como el nitrógeno.

Estos tanques deben ser analizados basados en los criterios de la buena práctica de la ingeniería para cualquiera que se use a presiones mayores a 0.5 lb. /pulg<sup>2</sup>, para determinar que el tanque puede soportar presiones elevadas. A veces la instalación de estructuras metálicas en algunos tanques de almacenamiento puede afectar el rendimiento de calidad de estos instrumentos industriales.

### **3.4.2 Tanques Según Sus Productos A Almacenar**

Almacenar petróleo crudo en el área de extracción. En las áreas de explotación de los yacimientos, el crudo se almacena en grandes depósitos con capacidades de hasta 100000 m<sup>3</sup>, previo a su traslado a las refinerías. Este se puede realizar a presión y temperatura ambiente, para este fin son los cilíndricos y planos, esféricos o elipsoidal y algunas veces con techo flotante para evitar las acumulaciones de gases.

#### **Almacenar productos derivados de la refinación.**

Son aquellos en los cuales se emplean columnas y vigas o armaduras para sostener el techo cuando el tanque es de mayor tamaño. Estos tanques han sido ampliamente usados para el almacenamiento de productos derivados de la refinación cuyo punto de ebullición está por debajo de la temperatura ambiente. El costo de almacenamiento es más elevado debido a las pérdidas por

evaporación a que están sujetos. Las refinerías disponen de numerosos depósitos con el objetivo de absorber paradas de mantenimiento y los tratamientos alternativos y sucesivos de materias primas diferentes. Los tanques de almacenamiento de productos refinados son construidos basándose en el tipo de producto para conservar su presión y temperatura adecuada.

### **Almacenamiento en los terminales de hidrocarburos.**

Es el medio más eficaz y económico para la distribución de los refinados del petróleo, adicional brindado un depósito pulmón o terminal de distribución, estos son ubicados cerca a grandes centros de consumos, como ciudades o polígonos industriales (Aguillada Vallejo, Marcela; Soria, Juan Carlos; 2020).

### **Almacenamiento, celdas de seguridad y disposición de residuos.**

Para el caso de los grandes centros de distribución y refinerías, los lodos y residuos generados de las limpiezas de los tanques de almacenamiento son tratados, utilizando diferentes métodos. Se separa el agua de los lodos mediante separadores de API, adicional se calientan y aplican floculantes para mejorar los tratamientos, estos lodos son entregados a gestores calificados para su incineración o disposición en celdas de seguridad

### **3.4.3 *Materiales y Características.***

A lo largo del tiempo y de acuerdo con las innovaciones tecnológicas desarrolladas, el uso de materiales para la fabricación de los tanques de almacenamiento industrial se ha ido transformando, de acuerdo con las necesidades de cada proyecto. (Restrepo, 2007)

Los tanques de almacenamiento más comunes son los de acero inoxidable, acero al carbono, fibra de vidrio y polietileno.

### **Tanques de almacenamiento de acero inoxidable.**

El acero inoxidable es una aleación de hierro, cromo y carbono. Debido a su composición química es menos reactiva y, en consecuencia, tiene una alta resistencia a la corrosión y la oxidación. Por lo general, los tanques de acero inoxidable son cilíndricos, ya que se adaptan a las necesidades de industrias a gran escala.

Algunas de las ventajas de los tanques de acero inoxidable son:

- Cuentan con alta resistencia a la corrosión y a la oxidación.
- El material es apto para soportar altas y bajas temperaturas.
- Una de las cualidades más importantes de este material es la facilidad de limpieza.

De esta forma, los tanques de acero inoxidable son ideales para una gran cantidad de industrias. Por ejemplo, en la cosmética, son útiles para el manejo de emulsiones que requieren esterilización y se transforman en cremas o geles; y en la cervecera, son fundamentales para los procesos de fermentación. Cotiza con nosotros para encontrar el tanque de acero inoxidable idóneo de tu negocio.

### **Tanques de almacenamiento de acero al carbono.**

El acero al carbono es una aleación de distintos elementos; así, contiene un porcentaje variable de carbono, menos de un 1.65% de manganeso, un 0.6% de silicio y la misma cantidad de cobre.

El porcentaje de carbón en la composición de esta aleación resulta fundamental para definir sus propiedades mecánicas, pues una mayor cantidad de este elemento representa cambios en su

estructura, que determinan un aumento en su dureza y resistencia, así como un decremento en las propiedades de ductilidad, solubilidad y elongación.

Por ello, la selección de un tanque de almacenamiento fabricado con este material dependerá de las exigencias del producto que va a reservar. Si tienes dudas sobre cuál es la mejor elección para tu empresa, ponte en contacto con nosotros.

### **Tanques de almacenamiento de fibra de vidrio.**

Los tanques de almacenamiento de fibra de vidrio están hechos de este material o FRP (Fiberglass Reinforced Plastic), por medio de un polímero termo fijo que se conforma a partir de un plástico, ya sea poliéster, viniléster o epoxi, y se refuerza con filamentos de fibra de vidrio.

Los tanques de almacenamiento de fibra de vidrio son útiles para reservar agua potable.

La fibra de vidrio es un material estructural altamente resistente porque es incombustible, no absorbente y químicamente estable. Asimismo, repele el ataque de insectos, roedores y hongos, lo cual dota de elevada protección a tus materias primas o productos.

### **Tanques de almacenamiento de polietileno.**

Este tipo de tanques se fabrican con polietileno de alta densidad (PEAD o HDPE, por sus siglas en inglés). Este material es de alta calidad, ya que posee características óptimas para la reserva de cualquier producto: es inodoro, insípido, ligero, flexible, no tóxico y resistente a bajas temperaturas.

Además, estos tanques se fabrican sin soldaduras, son totalmente herméticos y tienen un refuerzo que soporta sustancias densas, incluso, con un alto nivel de corrosión. Entre sus ventajas destacan la protección que

Ofrecen contra la radiación UV, la resistencia a la intemperie y su promedio de vida útil que ronda los 30 años, aproximadamente, con el mínimo de mantenimiento.

Si se elaboran con polietileno que no contenga materiales reciclados, pueden ocuparse para el acopio de productos alimenticios, ya que se evita la generación de bacterias, hongos y otros microorganismos dañinos con este tipo de material.

Entre los materiales utilizados para tanques de almacenamiento están:

- Acero estructural A 36: para espesores iguales o menores a 12,7 mm, (½ pulg).
- Acero estructural A 131: grado A para espesores igual o menor a 12,7 mm, (½ pulg).

Grado B para espesores igual o menor a 25,4 mm, (1 pulg.).

Grado C para espesores igual o menor a 38 mm, (1 ½ pulg.).

Grado EH 36 para espesores igual o menor a 44,5 mm, (1 ¾ pulg.).

- Acero al carbón A 283: Grado C para espesores iguales o menores a 25 mm (1 pulg) para esfuerzos de tensión media y baja, se le puede emplear tanto para perfiles estructurales, para la pared, techo, fondo y accesorios.
- Acero al carbón A 285: Grado C para espesores iguales o menores que 25 mm (1 pulg) recomendable para la construcción del fondo, pared, techo y accesorios principales, no para elementos estructurales por su costo relativamente alto.
- Acero al carbono A 516. Grados 55, 60, 65 y 70 para espesores menores o iguales a 38 mm (1 ½ pulg) es un material de alta calidad y costo elevado.

- Acero A 53: grados A y B para tubería en general.
- Acero a 106: grado A y B para tubos de acero al carbón sin cobertura.
- Acero al carbón A 105: para accesorios de acoplamiento de tuberías.
- Acero al carbón A 181: acero para uso en general.
- Acero A 139. Grado B7 para materiales de tornillos sometidos a alta temperatura y alta resistencia, menor a 64 mm (2 ½ pulg) de diámetro.
- Acero A 307: grado B para materiales de tornillos y tuercas de uso general. (Mateus Herrera & Vivas Paspuel, 2007).

#### **3.4.4 Partes De Un Tanque De Almacenamiento.**

##### **Entrada y salida**

Tiene una conexión soldada a la envolvente (niple) para la entrada y otro para la salida del producto, bridadas con sus respectivas válvulas, son diseñadas basándose en la norma API 650 sección 3.6

##### **Agitadores.**

Se utiliza para mantener uniforme la masa de hidrocarburos dentro del tanque. Son hélices accionadas por un motor externo que giran dentro de la masa de producto.

##### **Tele medición.**

Hay distintos sistemas, cada uno con sus ventajas y ámbito de aplicación.

Entre ellos podemos mencionar para la medición de nivel:

- HTG: medición hidrostática de tanques. Los últimos modelos acusan una precisión de 0.02%.
- Servomecanismo: un palpador mecánico sigue el nivel de líquido. Precisión de 1 mm aprox.
- Radar: se envía una señal por medio de una antena, que rebota y vuelve a la fuente. Precisión 1 mm de aprox.

Para la medición de temperatura, se utilizan tubos con varios sensores ubicados en distintas alturas, para medirlas a distintos niveles de líquido (estratificación). Precisión hasta 0.05 °C.

#### **Pasos de hombre.**

Son bocas de aprox. 600 mm de diámetro para el ingreso al interior del tanque. La cantidad mínima necesaria la fija la norma en función del diámetro del tanque. Permite la entrada para la inspección o limpieza, debiendo permanecer cerrada en operación normal, la Shell Manjoles se diseña basándose en la norma API 650 sección 3.7.5

#### **Base de hormigón con hierro.**

Se construye un aro perimetral de hormigón sobre el que se debe apoyar el tanque para evitar hundimiento en el terreno y corrosión de la chapa.

#### **Drenaje.**

Es una olla de purga en el piso del tanque, el cual tiene una inclinación de 1° para poder direccionar los barrotes junto al líquido y así otorgar un limpiado más fácil.

#### **Disco central y columna central.**

El tanque está compuesto por un disco central y una columna central, sobre el disco, se apoya las correas y este disco se encuentra diseñado para soportar las cargas que generan las correas. Mientras que la función de la columna central, está diseñada para soportar la carga muerta de los elementos más una carga uniforme, esta carga no menor a 1.2 KPa. (25 lbf / ft<sup>2</sup>) en un área proyectada. Las columnas no deben ser consideradas elementos esbeltos y deben ser diseñados basándose en la norma API 650 sección 3.10.3.4

### **Bocas de limpieza.**

Se colocan cuando se considera necesario. Son aberturas de 1.2x1.5 m aproximadamente dependiendo del diámetro del tanque y de la altura de la primera virola.

### **Serpentín de calefacción.**

Empleados en productos como el crudo, fuel-oíl/Parafinas (mantener viscosidad adecuada), son tubos de acero por los que circulo vapor a baja y media presión

### **VPV (válvulas de presión y vacío).**

Son necesarias ya que el tanque “respira” debido a:

- Vaciado y llenado.
- Alta TVR (tensión de vaporización), del hidrocarburo almacenado.
- Aumento de la temperatura.
- Exposición al fuego.

### **Recinto.**

Según lo exige la ley 13660, debe existir alrededor del tanque un recinto capaz de contener hasta el 10% más de la carga máxima del tanque. En caso de haber más de un tanque dentro del recinto, el mismo deberá ser capaz de contener la máxima capacidad del total de los tanques restantes.

Dicho recinto estará delimitado por un muro de contención o por un talud de tierra. Los Tanques de 10.000 m<sup>3</sup> de capacidad o mayores deberán ubicarse en recintos individuales.

### **Toma de muestra**

Conexión de mediciones a distintas alturas para tomar muestras, en el tanque se pueden observar 5 a diferentes alturas.

### **Pantallas de soporte y refuerzos para el viento (wind girders)**

Son refuerzos del sistema, son cercos que se colocan para mantener la redondez del tanque, los refuerzos para el viento deben ser ubicados en la parte extrema y sobre el anillo superior del cuerpo del tanque, estos serán construidos por secciones estructurales o por diferentes combinaciones de la soldadura de placas. Las pantallas de soporte se usan generalmente como protección para la baranda a un lado al final de la sección.

### **Oreja de izajes.**

Permiten el levantamiento o izajes del tanque para desplazamiento o para la inspección de mantenimiento de las platinas base.

### **Carteleras.**

Son los elementos de conexión entre las correas exteriores de estructura y el cuerpo o pared del tanque, estas son las placas diseñadas para soportar las cargas generadas por las correas.

### **Instalación contra incendios.**

Debe cumplir con lo dispuesto por la Ley 13.660 (relativa de la seguridad de las instalaciones de la elaboración, transformación y almacenamiento de combustibles sólidos, minerales, líquidos y gaseosos) Deben contar con fumigadores que suministren espuma dentro del recipiente, y con un anillo de incendios que sea capaz de suministrar el caudal de agua mínimo que exige la ley.

Las cámaras de espuma MCS 3-9-17-33 para sofocar fuegos en tanque de almacenamiento y siendo el criterio de selección el caudal y presión de diseño. Tienen una capacidad de generación de hasta 10.000 litros por minuto de espuma formada. Pintadas exteriormente con esmaltes sintéticos e interiormente con pintura epoxi de espesor de 400 micrones.

### **Escalera y plataforma**

Con ella se logra el acceso a la boca de toma de muestra para realizar una medición del nivel de producto que hay en el tanque.

### **Techo**

Tiene una pendiente mínima del 6% y puede ser soportado o auto soportado.

- Techo Auto-soportado: Estos no requieren estructuras internas porque su diseño toma en cuenta el espesor de la placa de techo y el ángulo formado entre la horizontal con el techo, con estos datos se determina si requiere o no de una estructura interna.
- Techo Soportado: Este si requieren de una estructura interna debido a su pendiente y su diámetro, esta estructura es más compleja al incrementarse su diámetro.

Los venteos libres permiten la emisión de vapores, logrando de esta manera que el interior del tanque se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica, aunque las pérdidas de vapores por la variación de la temperatura son inevitables.

### **Paredes.**

Las paredes del tanque más conocidas como la envolvente están conformadas por chapas cuya unión es roblonada. Se divide en 6 virolas las cuales cada una conforma una vuelta de chapas unidas. La primera virola es la que apoya en la base hormigonada y debe ser la de mayor espesor, ya que es quien soporta la mayor cantidad de presión que ejerce la columna del producto almacenado, con este criterio los espesores irán decreciendo hasta la virola que se encuentra en contacto con el techo.

### **Piso.**

El piso antes de realizar la inspección era roblonado. En la actualidad la norma exige que sean soldados por ser una parte crítica del tanque en general. Se realiza un anillo o corona de chapas que se encuentran entre la pared y la base hormigonada, a partir de ellas se sueldan las demás chapas. Dicho anillo queda sobresalido de la envolvente como mínimo unos 5 cm (exigido por la norma) para soldarlo con filetes exteriormente a la pared. Las chapas centrales son solapadas unas a otras y soldadas con filetes. El piso deberá tener 1° de inclinación dirigido hacia el sumidero (olla de purga) con el fin de acumular los barro para su posterior eliminación.

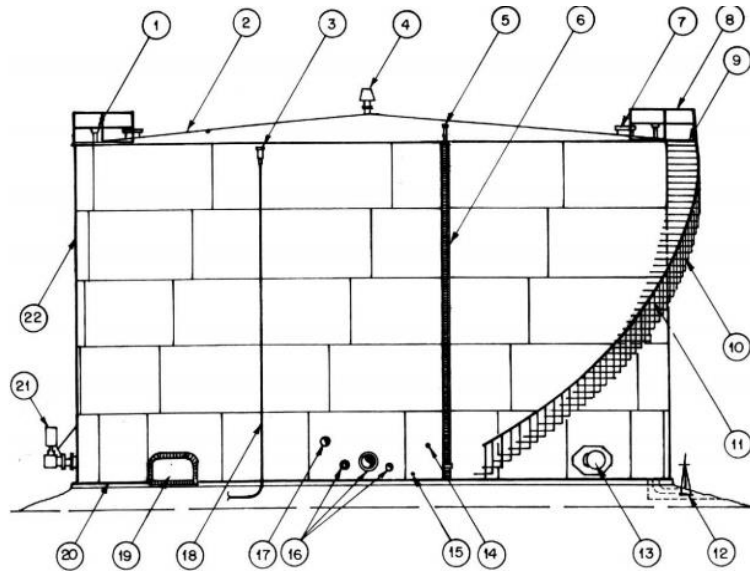
### **Ventilas o válvulas de venteo.**

El tanque está provisto de ventilas, sean simples o automáticas, estas permiten la salida del aire cuando el tanque comienza a llenarse cerrándose al momento en que el fluido alcanza un

determinado nivel. Si se produce una sobrepresión interior por evaporización debido a cambio de temperatura, se abren permitiendo que parte de la mezcla aire – vapor salga hasta alcanzar el equilibrio de presiones dentro y fuera del techo.

**Figura 9**

*Partes del tanque de almacenamiento*



- |  |                                    |
|--|------------------------------------|
| 1. Escotillas de medida.                   | 12. Drenaje del fondo.             |
| 2. Chapas del techo.                       | 13. Boquilla del costado.          |
| 3. Cámara de espuma.                       | 14. Termómetro.                    |
| 4. Respiradero.                            | 15. Salida para condensado.        |
| 5. Cajas de franquear los gases.           | 16. Boquillas de entrada y salida. |
| 6. Tubo de medición por el método de boya. | 17. Entrada de calentar el vapor.  |
| 7. Boquillas en el techo.                  | 18. tubuladura para la espuma.     |
| 8. Pasamanos en el techo.                  | 19. Puerta de limpieza.            |
| 9. Plataforma de la escalera               | 20. Chapa del fondo.               |
| 10. Escalera helicoidal del costado.       | 21. Mezclador.                     |
| 11. Pasamanos de la escalera.              | 22. Chapa del costado.             |

*Nota:* se indican las Partes del tanque de almacenamiento y su respectiva ubicación. Tomada de Metodología de inspección para tanques verticales atmosféricos de almacenamiento de combustible basado en la norma API 653, Proyecto trabajo de grado, 2013.

## **4. MARCO CONCEPTUAL**

### **4.1 LA IMPORTANCIA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO.**

El sector de hidrocarburos considerado como la industria más significativa en Colombia, ya que generan la mayor parte de ingresos al país por sus exportaciones, comercializaciones, pagos de regalías y aportes a la población de energéticos que derivan de este.

La cadena de abastecimiento de sector comienza desde la exploración, producción, transporte, procesamiento y comercialización de estos recursos naturales no renovables. Llegando a generar una cadena tan amplia y otorgándole a la industria el reto desde su exploración hasta su distribución, apuntándole a mejorar la capacidad, seguridad, eficacia y rentabilidad, de manera que haya una reducción de costos, debido a que estos influyen en el precio final de los derivados del petróleo y del gas (OPLCarga, 2021)

El almacenamiento de los derivados de los hidrocarburos en forma correcta ayuda a que las pérdidas puedan ser reducidas aunque no eliminadas por las características propias del petróleo. (PALACIOS LOPEZ, 2006)

El almacenamiento constituye un valor considerable en la exploración de los servicios de hidrocarburos porque:

- Actúa como pulmón entre la producción y transporte para absorber las variaciones de consumo.
- Permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de despacharlo por oleoductos o a destilación.

- Brindan flexibilidad operativa a las refinerías
- Actúan como punto de referencia en la medición de despachos de productos y son los únicos aprobados actualmente por las aduanas.

#### **4.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO MAYOR.**

Este tipo se le define como todo mantenimiento preventivo que incurra el paro total de las instalaciones o sistemas cuando superando las 24 horas continuas para su realización. (ENERGÍA, 2015).

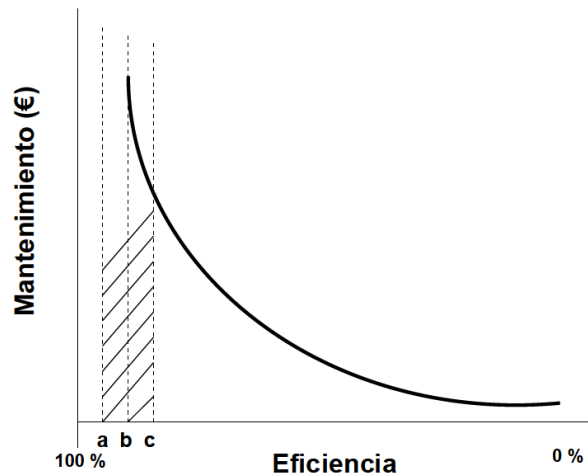
Cuando se habla de un mantenimiento mayor, se relaciona con las acciones que se determinan para mantener una máquina o un sistema en una producción óptima, cumpliendo con los indicadores aceptables e impactando de manera eficiente en los costos del producto final entregado.

Existe una relación entre la producción y el mantenimiento, determinado así que siempre se impactara de manera positiva o negativa dependiendo de los mantenimientos programados o no programados, si observamos esta relación desde el punto de vista de un mantenimiento mayor vemos que la relación impacta el costo cuanto queremos obtener mayor eficiencia. (Amendola).

Como se demuestra en la siguiente Figura 10. A mayor eficiencia, mayor será el costo de mantenimiento.

## Figura 10

### *Eficiencia VS Costo Mantenimiento*



*Nota:* Se muestra la eficiencia vs inversión de mantenimiento, Tomada de Estrategias de mantenimiento mayor “Over-haul” la industria del lugar, [https://www.academia.edu/9781135/estrategias\\_de\\_mantenimiento\\_mayor\\_overhaul](https://www.academia.edu/9781135/estrategias_de_mantenimiento_mayor_overhaul), Luis Amendola, PhD.

Realizado el análisis correspondiente, se describe la capacidad de que todo mantenimiento Preventivo Total al ejecutarse organizadamente, se logra una eficiencia de los costos, suponiendo que se quiere acercar al 100 % de eficiencia se nota que los costos pueden llegar a ser incalculable, se debe buscar el punto de equilibrio entra la organización, costos y la eficiencia obtenida de esta estrategia de mantenimiento.

Al realizar la compra de los activos en una compañía, se ha venido observando que en lo últimos años los costos de la maquinaria en relación a los repuestos tienen una diferencia superior. Teniendo en cuenta que la demanda de aumento en los costos de mantenimiento se ve reflejada en

mantener la vida útil de los mismos equipos, llegando a la conclusión que los costos son más altos en su operación que en su misma compra, obteniendo un retorno de inversión mucho más rápido pero un costo de Opex más elevado. (ENERGÍA, 2015)

#### **4.2.1 Identificación Del Alcance Del Mantenimiento Mayor.**

Para definir el alcance cuando se habla de mantenimiento mayor debe buscarse la forma en que estas paradas vayan más allá de la “WORKLIST” conociendo que las actividades o trabajos planificados por el personal de planta sumado al personal contratista, se deben ir ejecutando y monitoreando para lograr el éxito de la misma.

La identificación de los alcances en un mantenimiento mayor debe abarcar todos los aspectos planificados, para un manejo eficaz y eficiente. (AMENDOLA, 2003)

Para organizar el alcance de trabajo totalmente dentro de una parada de planta específica, los directores, gerentes coordinadores de la parada de planta deben identificar todo el trabajo y los recursos exigidos para apoyar las actividades de la “WORKLIST”, por ejemplo;

- programación.
- Medios informáticos.
- Objetivos y metas.
- Seguridad, higiene y medio ambiente.
- Entrenamiento.
- Eventos fuera de la lista de trabajo “worklist”.
- Puntos de pre-parada.
- Personal temporal de la empresa

**Figura 11**

*Gestión de paradas de planta*



*Nota:* Se explica las tácticas de Gestión de Paradas de Planta desde la gestión de todo el negocio hasta la entrega del producto final. Tomada de Tips para la gestión de paradas de planta en mantenimiento, Luis Amendola.

#### **4.2.2 Estrategia de Ejecución.**

Durante el desarrollo del mantenimiento mayor en plantas las actividades de ejecución como el control del “plazo”, conocimiento del proceso, la situación de los equipos críticos del proceso, el alcance del trabajo, les permite a los integrantes de la planificación desarrollar pautas y estrategias para una ejecución específica.

**Figura 12**

*Gestión de re-estrategia para las paradas de planta*



*Nota:* Se explica la reevaluación de las estrategias y tácticas de Gestión de Paradas de Planta.

Tomada de Tips para la gestión de paradas de planta en mantenimiento, Luis Amendola.

El mantenimiento preventivo mayor es un mantenimiento periódico en el que las plantas paran para permitir ser inspeccionadas, reparadas, reemplazadas o intervenidas, esto sucede solo cuando la planta se deja fuera de servicio, realizando los siguientes tipos de actividades.

- Trabajar en un equipo que no puede hacerse a menos de que no se pare la planta totalmente.
- Trabajo que se le realiza a algún equipo de la planta con periodos mayores y que se tienen que involucrar un gran número de personal de mantenimiento.
- Las actividades relacionadas a solucionar defectos que se identificaron en las inspecciones, pero que no se pudieron reparar.

El concepto de suspensión en la operación de la planta se origina en las industrias de procesos y en industrias petroquímicas.

El objetivo general de mantenimiento preventivo mayor es garantizar que todo opere correctamente y segura a fin de aumentar al máximo la capacidad de producción.

Como objetivos del este tipo de mantenimiento se tiene lo siguiente:

- Expandir o modificar los activos para obtener los ingresos proyectados mediante el incremento de la capacidad de producción, reducción mínima de los costos de operación y reducción del tiempo muerto.
- Minimizar los riesgos para los empleados en el área inmediata que rodea el equipo.
- Alcanzar las cifras de presupuesto y asegurar que se alcance la vida económica pronosticada de los activos.
- Modificar el equipo de operación para cumplir los requisitos legales u otra regulación gubernamental.

#### ***4.2.3 Planeación Del Mantenimiento Mayor.***

La planeación del mantenimiento mayor o total de planta, debe comenzar 6 a 8 meses antes de iniciar el trabajo real, el proceso de planeación va surgiendo de los objetivos planteados con anterioridad, y cada uno de ellos debe tener un objetivo operativo, acoplando así todo el conjunto de tareas para lograr el objetivo del mantenimiento mayor.

El primer objetivo lo define los objetivos operacionales que son:

- Evitar la falta de disponibilidad de producción.

- Reducir los tiempos muertos.

Y sus tareas relacionadas son:

- Eliminar los cuellos de botellas en los equipos de los sistemas que aseguren la cantidad y la calidad del proceso o producto.
- Reemplazar los componentes y los materiales que puedan ocasionar un rendimiento no deseado.
- Renovar o modificar hasta una condición permanente los estándares de los equipos y los sistemas que están en servicio temporal.
- Efectuar una reparación general o reemplazar las piezas de equipos y maquinarias específicas cuya vida mecánica pueda predecirse, especialmente aquellas máquinas cuya reparación demande la supervisión constante de un especialista.

Como segundo objetivo se relaciona con el riesgo y la seguridad, que pueden alcanzarse mediante el siguiente objetivo operacional.

- Preservación y mejora de la seguridad y la contaminación.

Las tareas asignadas para este objetivo operativo serán;

- Asegurar que los sistemas de paro de emergencia o entrecierre de seguridad estén en su mejor condición.
- Asegurar que los sistemas de fallas y alivio, especialmente aquellos que restablezcan las válvulas de alivio de presión, este en la mejor condición de operación.

- Inspeccionar y probar los dispositivos y el equipo para el control de la contaminación y la seguridad.

El tercer objetivo se centra en el logro de las cifras de presupuesto de costos y puede alcanzarse mediante los siguientes objetivos operativos.

- Predicción de mantenimiento futuro y de la falla inminente de componentes o deterioro dependiendo el tiempo.

Estos objetivos se logran mediante las siguientes tareas.

- Inspeccionar el equipo especificado y recopilar datos técnicos para predecir la falla inminente de componentes.
- Desarrollar un programa eficaz de mantenimiento basado en las condiciones, y emplear técnicas que pronostiquen las condiciones actuales del equipo.
- Utilizar las últimas técnicas analíticas de predicción, como el análisis de tendencias y el análisis de series de tiempo.

El cuarto objetivo tiene que ver con los requisitos legales o estandarizados, como las regulaciones ambientales y las normas internacionales de calidad como la ISO 9000 y la ISO 14000. Este objetivo se puede alcanzar con los siguientes objetivos operacionales.

- Vincular los procedimientos y prácticas de mantenimiento con los requisitos legales, la regulación ambiental y las normas de calidad.

Este objetivo operacional se logra mediante las siguientes tareas:

- Revisar los últimos registros legales, la nueva regulación ambiental y los planes de la compañía para adoptar nuevas normas de aseguramiento de la calidad.
- Identificar el equipo que viola las normas durante su operación.

#### ***4.2.4 Programa Del Mantenimiento Con Paro De La Planta.***

El programa para el mantenimiento mayor de cualquier planta deberá tomar en cuenta lo siguiente:

1. Limitaciones legales o contra actuales.
2. Programa de operaciones.
3. Naturaleza del proceso.
4. Suficiente tiempo de entrega para reparar un plan general, solicitar los materiales y asegurar contar con el personal adecuado.
5. Programa de operaciones de otras industrias relacionadas.

#### ***4.2.5 Informe De Mantenimiento Mayor Con Parada De Planta.***

Estos informes constan de:

1. Un informe de avances diarios, implementado para el monitoreo y control.
2. Un informe del mantenimiento mayor de la planta con los detallados con las diferentes actividades realizadas por las diferentes áreas, proporcionado los hechos y cifras de mantenimiento.
3. Informe de costos de mantenimiento mayor donde se especifique los materiales, costos de empleados y servicios contratados. (DUFFUAA, RAOUF, & CAMPBELL, 1995) PAG 222-227.

## 5. MARCO LEGAL

Actualmente para el mantenimiento e inspección de tanques de almacenamiento en las plantas de Bombeo se realiza cumpliendo con los estándares normativos nacionales e internacionales para una mejor integridad del equipo en su operación; las normas utilizadas para el mantenimiento e inspección en tanques en la industria del petróleo y sus derivados son:

- API 653
- API 650
- UNE-EN 13160

### 5.1 API 653

#### 5.1.1 *Descripción y Alcance.*

Abarca tanques de acero que sirven para almacenar y son construidos basándose en la norma API 650 y API 12C que provee ciertos requisitos para mantener su estructura de forma íntegra de los tanques luego de que hayan entrado en servicio además abarca la observación, su reconstrucción y/o su reparación. (Naranjo Flores, 2017).

El alcance está limitado a la fundación del tanque, fondo, cuerpo, estructura, techo y aditamentos agregados a la cara de la primera brida, primera unión roscada o soldada.

Muchos de los diseños, soldaduras, inspección y los requerimientos de los materiales de acuerdo con API 650 pueden ser aplicados en la inspección de mantenimiento, toma de datos, reparaciones, y alteraciones de tanques en servicio.

En el caso de aparentes conflictos entre los requisitos de este estándar y API 650 o su predecesor API 2.2D, este estándar deberá predominar para tanques que han sido puestos en

servicio de esta forma se obtendrá los resultados esperados, y este estándar no contiene reglas o pautas que cubran todas las condiciones variables que pueden ocurrir o existir en un tanque.

Cuando los detalles del diseño y de construcción no se conocen, y está disponible el estándar como construido, los detalles que proporcionan un nivel de integridad igual al nivel proporcionado por la edición actual de API Std. 650 deben ser utilizados.

## **5.2 API 650**

### **5.2.1 Descripción y Alcance.**

Esta norma cubre los requerimientos para la fabricación, diseño, materiales, montaje y algunas pruebas ejecutadas para tanques verticales cilíndricos soldados, sobre la superficie con extremo superior abierto o cerrado en diversos volúmenes y tonelajes con presiones internas similares a la presión atmosférica (no deben exceder el peso de las láminas del techo), pero se permiten presiones internas más altas cuando se cumplen requerimientos adicionales aplica para tanques en los cuales la totalidad del fondo del tanque está soportado uniformemente y para tanques en servicio no refrigerado que tienen una temperatura máxima de diseño de 90 °C o menos.

El API-650 sirve para aplicar técnicas estandarizadas para la fabricación de tanques con normas de seguridad adecuada y costos razonables para el almacenamiento de petróleo y sus derivados y otros productos líquidos comúnmente usados y almacenados por la industria.

## **6. DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO MAYOR PARA TANQUE DE ALMACENAMIENTO PARA PLANTAS DE BOMBEO Y LOGISTICA DE TRANSPORTE.**

### **6.1 RECOLECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.**

En la planta de bombeo y logística de transporte de derivados de hidrocarburos se encuentra un tanque de almacenamiento, denominado “tanque de Relevó” el cual se encuentra en Stand-BY en la operación de la planta, este tanque se encuentra ubicado dentro de la planta de bombeo y tiene las siguientes características.

**Figura 13***Información general del tanque de almacenamiento.*

INFORMACION GENERAL	
DESCRIPCION	VALOR
Propietario	xxxxxx
TAG	TK 7xx
Servicio	Almacenamiento de Crudo
Fecha de Fabricacion	2014
Codigo de Construccion	API 650
Tipo de Construccion	Soldada
Tipo de Tanque	Vertical
Capacidad Nominal	420.000 BLS
Temperatura de Operación Maxima	160 °F / 71,11°C
Diametro Nominal	250 ft / 76.200 mm
Altura Nominal	54 ft / 16,459 mm
Material de Construccion	ASTM 516 Gr 70
Gravedad Especifica	1
Numeros de Anillos	7
ESPECIFICACIONES DE ANILLOS	
Altura/espesor, Anillo # 1	2,44 m / 1,375"
Altura/espesor, Anillo # 2	2,44 m / 1,1875"
Altura/espesor, Anillo # 3	2,44 m / 1,0"
Altura/espesor, Anillo # 4	2,44 m / 0,8125"
Altura/espesor, Anillo # 5	2,44 m / 0,5525"
Altura/espesor, Anillo # 6	2,44 m / 0,375"
Altura/espesor, Anillo # 7	2,44 m / 0,375"
Angulo Bocel	4*4*3/8"
Membrana Flotante	N/A
FONDO	
Tipo de Fondo	Conico hacia el borde con laminas de traslapo
Espesor Nominal	5/16"
Ancho Anillo Perimetral	30 1/2"
TECHO	
Tipo de Techo	Flotante de cubierta doble
Espesor Nominal	1/4"

*Nota:* se muestra la información y datos técnicos de unos del tanque de almacenamiento para tener referencia al cual se le puede aplicar el Mantenimiento Preventivo Mayor. Tomada de tabla básica, fuente Autor.

<b>RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE MANTENIMIENTO DE TANQUES</b>		
<b>TANQUES</b>	<b>PROCEDIMIENTOS</b>	<b>DESCRIPCIÓN Y/O FALLAS</b>
<b>Mantenimiento Mayor Tanque 0101 (Año 2021)</b>	<b>Para movilización, desmovilización, cargue y descargue de materiales, herramientas, equipos y maquinarias:</b> Establecer los requisitos e instrucciones que se deben seguir para el desarrollo de las actividades de movilización, desmovilización, cargue, descargue de materiales y equipos cumpliendo con la correcta ejecución de las actividades de forma segura.	<b>Limpieza abrasiva y pintura</b> * (21/03/2021) Se inicia la bores de limpieza abrasiva en el interior del tanque 17,15 m2 en el Anillo 1 y 2 del interior del tanque * (22/03/2021) Se realiza limpieza de 35 m2 en el anillo 1 y 2 del tanque por un total de 52,15 m2 y limpieza abrasiva en el fondo del tanque de 11,12 m2. * (23/03/2021) Se realiza limpieza de
	<b>Retiro de lodos aceitosos "Borras" y lavado, limpieza interna de tanques:</b> describe el procedimiento técnico para la realización de actividades del retiro de lodos aceitosos, lavado y limpieza interna del tanque de almacenamiento cumpliendo con la ejecución de todas	131,75 m2 en el anillo 1 y 2 del tanque por un total de 183,90 m2. *(24/03/2021) Se realiza limpieza de 154,80 m2 en el anillo 1 y 2 del tanque por un total de 338,70 m2 y limpieza abrasiva en el fondo del tanque de 25,5 m2 para un total de 36,7 m2.

<b>Mantenimiento Mayor Tanque 0101 (Año 2021)</b>	las actividades de forma segura y confiable.	*(25/03/2021) Se realiza limpieza de 137,75 m2 en el anillo 1 y 2 del tanque
	<b>Construcción, instalación y uso de andamios:</b> Establecer los criterios para realizar las actividades necesarias para ejecutar la construcción,	por un total de 476,45 m2 y limpieza abrasiva en el fondo del tanque de 21,8 m2 para un total de 58,5 m2.
	instalación y usos de andamios en el mantenimiento del tanque, con el fin de dar cumplimiento a las normas y	*(26/03/2021) Se realiza limpieza de 37,75 m2 en el anillo 1 y 2 del tanque por un total de 514,20 m2 y limpieza abrasiva en el fondo del tanque de
	leyes establecidas para trabajos en altura, asegurando la integridad física del personal involucrado y para todas las actividades que impliquen posibles emergencias derivadas de accidentes de trabajo.	136,4 m2 para un total de 194,9 m2 y se termina la limpieza abrasiva de los anillos 1 y 2 del tanque.
	<b>Desmontaje y montaje de internos en tanques de almacenamiento y proceso (tuberías, accesorios y soportes estructurales):</b> establece el desmontaje y montaje de tuberías, accesorios y soportes estructurales.	*(27/03/2021) Se realiza limpieza abrasiva del fondo del tanque de 25 m2 para un total de 219,9 m2 se inicia pintura de 89,25 m2 y 514,2 m2 en los anillos 1y 2 de Sika catalizador Gr 3 y base Epoxifenolico serie 400 Gris.
		*(29/03/2021)Se realiza pintura de 29,04 m2 a las barandas externas.

TANQUES	PROCEDIMIENTOS	DESCRIPCIÓN Y/O FALLAS
<b>Mantenimiento Mayor Tanque 0101(Año 2021)</b>	<p><b>Preparación de superficies metálicas y aplicación de recubrimientos:</b></p> <p>Establecer de manera secuencial la metodología para la preparación de superficies metálicas y aplicación de recubrimientos para prevenir y controlar los diferentes factores que puedan ocasionar la corrosión, realizando de forma técnica y segura sin causar daño a las personas, medio ambiente y cumpliendo los estándares de seguridad.</p>	
	<p><b>Prueba Hidrostática:</b> Establecer de manera secuencial la metodología para la ejecución de pruebas hidrostáticas a los sistemas de tuberías instaladas, con el fin de verificar su hermeticidad y resistencia de las tuberías, juntas y accesorios que conformen el diseño.</p>	<p><b>Pruebas de adherencia</b></p> <p>* (10/04/2021) Se realiza prueba de adherencia en el fondo del tanque con un resultado de 2425 PSI y 2528 PSI.</p> <p>Se realiza prueba de adherencia en el anillo 1 del interior con un resultado de 2158 PSI</p>

<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 0101(Año 2021)</b></p>	<p><b>Ajuste y apriete de uniones bridadas:</b> ejecutar el ajuste y dar el torque o apriete correcto de accesorios y/o uniones bridadas de acuerdo a la norma ANSI B16.5.</p>	<p><b>Prueba presión interna.</b></p> <p>*(23/04/2021) Se empaqueta la línea y se eleva a una presión de 185 PSI y se verifican ausencia de fugas.</p> <p>*(26/04/2021) Se empaqueta la línea del serpentín con agua y se eleva a una presión de 185 PSI y se verifica la ausencia de fugas en el recorrido.</p> <p>* una vez verificada y no en encontrar ausencia de fugas se despresuriza y se descarga la línea.</p>
---	--	--

TANQUES	PROCEDIMIENTOS	DESCRIPCIÓN Y/O FALLAS
<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 902 (Año 2019)</b></p>	<p><b>Retiro de lodos aceitosos "Borras" y lavado, limpieza interna de tanques:</b> describe el procedimiento técnico para la realización de actividades del retiro de lodos aceitosos, lavado y limpieza interna del tanque de almacenamiento cumpliendo con la ejecución de todas</p>	<p><b>inspección visual y evaluación mecánica para reparación y mtto del tanque</b></p> <p><b>inspección visual:</b> El cuerpo del tanque fue afectado debido a una presión interna excesiva afectando la mayor parte en la parte sureste del</p>

<p><b>Mantenimiento</b> <b>Mayor Tanque</b> <b>902</b> <b>(Año 2019)</b></p>	<p>las actividades de forma segura y confiable, la integridad de las personas, la seguridad de la operación y la preservación del medio ambiente.</p>	<p>tanque, las láminas afectadas presentan deformación y ondulaciones.</p> <p>Las cartelas ubicadas en el 6to anillo sufrieron afectación, en 3 de ellas la soldadura que las une al cuerpo se reventaron debido a exceso de presión ocasionando el cambio de 7 cartelas más por estar ubicadas en las láminas que sufrieron afectación. La zona afectada del tanque estuvo entre el 4 y 6 anillo, las afectaciones en cada anillo fue la siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* 3 láminas en el 6to anillo.</li> <li>*3 láminas en el 5to anillo.</li> <li>* 1 lamina en el 4to anillo.</li> </ul> <p>El techo del tanque sufrieron afectación 12 láminas debido a la presión interna excesiva presentada en el tanque. estas laminas afectadas se encuentran más que todo en el</p>
	<p><b>Preparación de superficies metálicas y aplicación de recubrimientos:</b></p> <p>Establecer de manera secuencial la metodología para la preparación de superficies metálicas y aplicación de recubrimientos para prevenir y controlar los diferentes factores que puedan ocasionar la corrosión, realizando de forma técnica y segura sin causar daño a las personas, medio ambiente y cumpliendo los estándares de seguridad; para las áreas internas se utilizara limpieza con chorro de arena hasta establecer un grado de limpieza cercana al metal y para áreas externas</p>	

<b>Mantenimiento</b> <b>Mayor Tanque</b> <b>902</b> <b>(Año 2019)</b>	se aplicara wet-blasting o chorreado húmedo con arena hasta obtener un grado de limpieza cerca al metal.	manhole.  Los soportes del techo fijo, en total 10 vigas radiales presentan deformación debido a la presión interna excesiva, en 3 de ellas la soldadura de la cartela al cuerpo se reventó, quedando las vigas sin donde soportarse, según la inspección l recomendación gira en cambiar las 10 vigas radiales afectadas.
	<b>Ajuste y apriete de uniones</b>  <b>bridadas:</b> ejecutar el ajuste y dar el torque o apriete correcto de accesorios y/o uniones bridadas de acuerdo a la norma ANSI B16.5.	

TANQUES	PROCEDIMIENTOS	DESCRIPCIÓN Y/O FALLAS
<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 902 (Año 2019)</b></p>	<p><b>Procedimiento Intervención</b></p> <p><b>Mecanica de tanques:</b> Establecer los criterios de tipo mecánico en los tanques, para asegurar la integridad de los mismos contemplando y seleccionando el proceso de soldadura, las variables del proceso de soldadura, calificación del PQR (pruebas destructivas), prueba a soldadores y corte de metales. Par los trabajos de realizar en los tanques se deben implementar los prefabricados necesarios, los cambios de secciones de láminas de fondo y techo del tanque encontrados en la inspección, instalación de láminas de reemplazo del fondo en zonas determinadas por inspección API 653 e instalación de sobresanos de reemplazo en zonas determinadas por API 653.</p>	<p><b>Mantenimiento y trazabilidad soldadura</b></p> <p>*(25/11/2019) Empieza soldadura laminas cuerpo Anillo 5 a 1,829m.</p> <p>*(27/11/2019) Empieza soldadura laminas cuerpo Anillo 6 a 6,000m.</p> <p>*(06/01/2020) continua soldadura laminas cuerpo Anillo 6 a 1,829m.</p> <p>*(14/02/2020) Empieza soldadura laminas del techo J14,J15,J16,J17,J18,J19,J20 y J21.</p> <p>*(21/02/2020) Empieza soldadura de las láminas del techo J22 (20,145m), J23(1,595m) y J24 (3,314m).</p> <p><b>Inspección liquido penetrantes:</b></p> <p>(23/10/2019) Se realiza inspección previa a las orejas de izajes de láminas del cuerpo del tanque para montaje de las láminas del cuerpo del tanque.</p>

<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 902 (Año 2019)</b></p>	<p><b>Prueba Hidrostática:</b> Establecer de manera secuencial la metodología para la ejecución de pruebas hidrostáticas a los sistemas de tuberías instaladas, con el fin de verificar su hermeticidad y resistencia de las tuberías, juntas y accesorios que conformen el diseño.</p>	<p><b>Sandblasting y pintura:</b> se realiza limpieza, sandblasting y pintura del tanque</p> <p>*Laminas del cuerpo recubrimiento total de 163,28 m2.</p> <p>*Vigas Soporte techo recubrimiento total de 42,80 m2.</p> <p>*Laminas del techo exterior recubrimiento total de 140,4 m2.</p> <p>*Fondo del tanque 150 m2.</p> <p>La pintura Sika Catalizador Grupo 3, base Epoxifenolico serie 400 Gris.</p> <p><b>Prueba presión interna</b></p> <p>*(21/03/2020) se Realiza prueba hidrostática a los serpentines 1 y 2 a una presión min de 190 PSI y Max de 195 PSI.</p> <p>*(24/03/2020) se Realiza prueba hidrostática a los serpentines 3 y 4 a una presión minina de 190 PSI y una presión máxima de 195 PSI.</p>
---	---	---

TANQUES	PROCEDIMIENTOS	DESCRIPCIÓN Y/O FALLAS
<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 902 (Año 2019)</b></p>	<p><b>Retiro de lodos aceitosos "Borras" y lavado, limpieza interna de tanques:</b></p> <p>describe el procedimiento técnico para la realización de actividades del retiro de lodos aceitosos, lavado y limpieza interna del tanque de almacenamiento cumpliendo con la ejecución de todas las actividades de forma segura y confiable, la integridad de las personas, la seguridad de la operación y la preservación del medio ambiente.</p>	<p><b>Inspección visual y evaluación mecánica para reparación y mtto del tanque inspección visual:</b> El cuerpo del tanque fue afectado debido a una presión interna excesiva afectando la mayor parte en la parte sureste del tanque, las láminas afectadas presentan deformación y ondulaciones.</p> <p>Las cartelas ubicadas en el 6to anillo sufrieron afectación, en 3 de ellas la soldadura que las une al cuerpo se reventaron debido a exceso de presión ocasionando el cambio de 7 cartelas más por estar ubicadas en las láminas que sufrieron afectación. La zona afectada del tanque estuvo entre el 4 y 6 anillo, las afectaciones en cada anillo fue la siguiente:</p> <p>* 3 láminas en el 6to anillo.</p>
	<p><b>Preparación de superficies metálicas y aplicación de recubrimientos:</b></p> <p>Establecer de manera secuencial la metodología para la preparación de superficies metálicas y aplicación de recubrimientos para prevenir y controlar los diferentes factores que puedan ocasionar la corrosión, realizando de forma técnica y segura</p>	

<b>Mantenimiento</b> <b>Mayor Tanque</b> <b>902</b> <b>(Año 2019)</b>	sin causar daño a las personas, medio ambiente y cumpliendo los estándares de seguridad; para las áreas internas se utilizara limpieza con chorro de arena hasta establecer un grado de limpieza cercana al metal y para áreas externas se aplicara wet-blasting o chorreado húmedo con arena hasta obtener un grado de limpieza cerca al metal.	*3 láminas en el 5to anillo. * 1 lamina en el 4to anillo. El techo del tanque sufrieron afectación 12 láminas debido a la presión interna excesiva presentada en el tanque. estas laminas afectadas se encuentran más que todo en el manhole. Los soportes del techo fijo, en total 10 vigas radiales presentan deformación debido a la presión interna excesiva, en 3 de ellas la soldadura de la cartela al cuerpo se reventó, quedando las vigas sin donde soportarse, según la inspección l recomendación gira en cambiar las 10 vigas radiales afectadas.
	<b>Ajuste y apriete de uniones</b> <b>bridadas:</b> ejecutar el ajuste y dar el torque o apriete correcto de accesorios y/o uniones bridadas de acuerdo a la norma ANSI B16.5.	

TANQUES	PROCEDIMIENTOS	DESCRIPCIÓN Y/O FALLAS
<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 690 (año 2020)</b></p>	<p><b>Para movilización, desmovilización, cargue y descargue de materiales, herramientas, equipos y maquinarias:</b> establecer los requisitos e instrucciones que se deben seguir para el desarrollo de las actividades de movilización, desmovilización, cargue, descargue de materiales y equipos cumpliendo con la correcta ejecución de las actividades de forma segura.</p>	<p><b>Inspección visual y evaluación mecánica para reparación y mtto del tanque</b></p> <p><b>inspección visual:</b> la inspección visual externa del cuerpo identificaron que el estado mecánico de las láminas en general es bueno. las juntas soldadas (horizontales, verticales e inclusive las circunferencias de conexiones) encontraron que son aceptables en presentación y sin defectos abiertos a la superficie exterior del tanque y sin daños mecánicos.</p>
	<p>Retiro de lodos aceitosos "borras" y lavado, limpieza interna de tanques: describe el procedimiento técnico para la realización de actividades del retiro de lodos aceitosos, lavado y limpieza interna del tanque de almacenamiento cumpliendo con la ejecución de todas</p>	<p>La junta soldada de filete cuerpo-fondo en la parte externa la encontraron en buenas condiciones mecánicas, no se presentan evidencias de fugas de producto, cuando realizaron el retiro del aislamiento que está instalado en el primer anillo del tanque evidenciaron</p>

	<p>las actividades de forma segura y confiable, la integridad de las personas, la seguridad de la operación y la preservación del medio ambiente.</p>	<p>formación de corrosión (picadura leve) en la parte baja del tanque.</p> <p>el revestimiento del fondo es encontrado de forma aceptable, presentando 2 revestimientos, un revestimiento de color rojo (primera capa) y el otros presenta revestimiento de color gris (acabado).</p>
<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 690 (año 2020)</b></p>	<p><b>Para movilización, desmovilización, cargue y descargue de materiales, herramientas, equipos y maquinarias:</b></p> <p>Establecer los requisitos e instrucciones que se deben seguir para el desarrollo de las actividades de movilización, desmovilización, cargue, descargue de materiales y equipos cumpliendo con la correcta ejecución de las actividades de forma segura.</p>	<p>El sumidero del fondo del tanque esta en aceptables condiciones. las láminas de respaldo de fondo de la tubería de drenaje no cumplen API 650. Se deben instalar 45 láminas de desgaste. Techo del tanque cuenta con 18 conexiones, 2 Manhole, 3 conexiones de instrumentación y 1 conexión para la escotilla de medición, en condiciones aceptables, Deterioro en recubrimiento: entizamiento, suciedad, sport restinga y perdidas puntuales y áreas de corrosión</p>

<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 690 (año 2020)</b></p>		<p>moderada; los espárragos y tuercas presentan corrosión en general</p>
	<p>Retiro de lodos aceitosos "borras" y lavado, limpieza interna de tanques: describe el procedimiento técnico para la realización de actividades del retiro de lodos aceitosos, lavado y limpieza interna del tanque de almacenamiento cumpliendo con la ejecución de todas las actividades de forma segura y confiable.</p>	<p>Recomendaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>*instalar láminas de desgaste debajo de los soportes del serpentín y líneas de drenaje.</li> <li>*instalar malla grating de la plataforma del techo.</li> <li>*instalar kit de aislamiento para mejorar el funcionamiento del spc y evitar fugas de corriente. mallas de protección canales de drenaje dique.</li> <li>*soldar los parales de la baranda del techo que se encuentran sueltos y para reparar.</li> <li>*instalar bridas estándar en los venteos libres cuellos de ganso.</li> <li>*aplicar revestimiento en el interior del tanque.</li> </ul>

TANQUES	PROCEDIMIENTOS	DESCRIPCIÓN Y/O FALLAS
<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 690 (Año 2020)</b></p>	<p><b>Preparación de superficies metálicas y aplicación de recubrimientos:</b> Establecer metodología para preparación de superficies metálicas y aplicación de recubrimientos para prevenir y controlar los factores que ocasionan la corrosión, realizando de forma técnica y segura sin causar daño a las personas, medio ambiente, cumpliendo estándares de seguridad; se utilizara limpieza con chorro de arena, establecer un grado de limpieza cercana al metal, para áreas externas se aplicara wet-blasting o chorreado húmedo con arena hasta obtener un grado de limpieza cerca al metal.</p> <p><b>Ajuste y apriete de uniones bridadas:</b> ejecutar el ajuste y dar el torque o apriete correcto de accesorios y/o uniones bridadas de acuerdo a la norma ANSI B16.5.</p>	

TANQUES	PROCEDIMIENTOS	DESCRIPCIÓN Y/O FALLAS
<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 690 (Año 2020)</b></p>	<p><b>Procedimiento Intervención</b></p> <p><b>Mecanica de tanques:</b> Establecer los criterios de tipo mecánico en los tanques, para asegurar la integridad de los mismos contemplando y seleccionando el proceso de soldadura, las variables del proceso de soldadura, calificación del PQR (pruebas destructivas), prueba a soldadores y corte de metales. Par los trabajos de realizar en los tanques se deben implementar los prefabricados necesarios, los cambios de secciones de láminas de fondo y techo del tanque encontrados en la inspección, instalación de láminas de reemplazo del fondo en zonas determinadas por inspección API 653 e instalación de sobresanos de reemplazo en zonas determinadas por API 653.</p>	<p><b>Mantenimiento y soldadura</b></p> <p>*Proceso de soldadura SMAW/ aporte E6010 &amp; E7018 / Posición &amp;G aplicado a materia API5LX42, utilizando equipo certificado, con registro de calificación de procedimiento. Elaborado por la empresa General X RAY LTDA, No de prueba de laboratorio T14 192B.</p> <p>*Calificación de procedimiento de soldadura, realizando informe de ensayo, donde no presenta discontinuidad abierta en la superficie, Sanidad; no se presentan inclusiones no metálicas, ni porosidades, ni faltas de fusión.</p> <p>*proceso de soldadura SMAW tipo Manual a la tubería de 2".</p> <p>*Servicio de mantenimiento preventivo y correctivo de equipo</p>

<p><b>Mantenimiento</b></p> <p><b>Mayor Tanque</b></p> <p><b>690</b></p> <p><b>(Año 2020)</b></p>		<p>estático (Tanque, tubería y Vasijas) a láminas de 3/8" a metal base ASTM A 283 GR, WPS-W-006, PQR-Q-006.</p> <p>*Proceso de soldadura SMAW, tipo Manual para diseño de juntas en T (filete) platina de 3/8", utilizando pase 1 E6010 5/32" 2 y 3 pase E7024 3/16".</p> <p>*Soldadura de juntas para Soportes de serpentín con ensayo de partículas magnéticas y líquidos penetrantes para fondo de Tanque de almacenamiento.</p> <p>*Mantenimiento Preventivo de Soldadura para parches de reparación Junta J131 y J1232 de 0,8128 m y láminas de cambio.</p> <p>*Mantenimiento Preventivo de Soldadura para parches de reparación Junta J129 y J130 de 1,0668 m y láminas de cambio.</p> <p>*Mantenimiento Preventivo de Soldadura para parches de reparación</p>
---	--	---

<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 690 (Año 2020)</b></p>		<p>Junta J127 y J128 de 1,016 m y láminas de cambio.</p> <p>*Reparación sumidero # 1 Junta J1 0,9 m, J2 0,6 m, J3 0,6 m, J4 0,6 m.</p> <p>*Reparación sumidero # 1 Junta J1 0,9 m, J2 0,6 m, J3 0,6 m.</p> <p>*Mantenimiento Preventivo de Soldadura para Columna C12 Junta J163 y J164 de 2,032 m.</p> <p>*Mantenimiento Preventivo de Soldadura para Columna C10 Junta J159 y J160 de 2,032 m.</p> <p>*Mantenimiento Preventivo de Soldadura para Columna C9 Junta J157 y J158 de 2,032 m.</p> <p>*Prueba de inspección mediante partículas magnéticas, láminas de reparación y desgaste del tanque, referencia ASME sección V articulo 7/ASME E709, criterios de evaluación API 650 y 653</p>
---	--	--

TANQUES	PROCEDIMIENTOS	DESCRIPCIÓN Y/O FALLAS
<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 690</b></p>	<p><b>Prueba Hidrostática:</b></p> <p>Establecer de manera secuencial la metodología para la ejecución de pruebas hidrostáticas a los sistemas de tuberías instaladas, con el fin de verificar su hermeticidad y resistencia de las tuberías, juntas y accesorios que conformen el diseño.</p>	<p><b>Sandblasting y pintura:</b> se realiza limpieza, sandblasting y pintura del tanque de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>*Anillo 1 interno recubrimiento total de 352 m2.</li> <li>*Fondo del tanque recubrimiento total de 1648 m2.</li> <li>*Techo externo recubrimiento total de 1933,24m2.</li> <li>*Cuerpo externo recubrimiento total de 2320,76m2.</li> </ul> <p>La pintura utilizada es Esmalte Uretano Serie 36 RAL 9004.</p> <p><b>Prueba presión interna</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>*Se Realiza prueba hidrostática a los serpentines a una presión min. de 189 PSI y una presión Max. de 191 PSI.</li> <li>*Se Realiza prueba hidrostática a los serpentines sistema de condensado una presión Max de 189 PSI.</li> </ul>

TANQUES	PROCEDIMIENTOS	DESCRIPCIÓN Y/O FALLAS
<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 650 (Año 2020)</b></p>	<p><b>Preparación de superficies metálicas y aplicación de recubrimientos:</b></p> <p>Establecer de manera secuencial la metodología para la preparación de superficies metálicas y aplicación de recubrimientos para prevenir y controlar los diferentes factores que puedan ocasionar la corrosión, realizando de forma técnica y segura sin causar daño a las personas, medio ambiente y cumpliendo los estándares de seguridad; para las áreas internas se utilizara limpieza con chorro de arena hasta establecer un grado de limpieza cercana al metal y para áreas externas se aplicara wet-blasting o chorreado húmedo con arena hasta obtener un grado de limpieza cerca al metal.</p>	<p><b>Sandblasting y pintura:</b> se realiza limpieza, sandblasting y pintura del tanque de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>*Primer anillo interno recubrimiento total de 280,33 m2.</li> <li>*Fondo del tanque recubrimiento total de 1050,36 m2.</li> <li>*Sumideros recubrimiento total de 6,88 m2.</li> <li>*Primer anillo externo recubrimiento total de 280,33 m2.</li> <li>*Techo externo recubrimiento total de 74,7 m2</li> <li>*Cuerpo escaleras externo recubrimiento total de 52,67 m2..</li> <li>*Segundo anillo externo recubrimiento total de 14,64 m2.</li> </ul> <p>La pintura utilizada es Esmalte Uretano Serie 36 RAL 9004.</p>

	<p><b>Ajuste y apriete de uniones bridadas:</b></p> <p>ejecutar el ajuste y dar el torque o apriete correcto de accesorios y/o uniones bridadas de acuerdo a la norma ANSI B16.5.</p>	
<p><b>Mantenimiento Mayor Tanque 650 (Año 2020)</b></p>	<p><b>Procedimiento Intervención Mecánica de tanques:</b> Establecer criterios tipo mecánico en los tanques, para asegurar la integridad de los mismos seleccionando el proceso de soldadura, las variables del proceso de soldadura, calificación del PQR, prueba a soldadores y corte de metales. Par los trabajos de realizar en los tanques se deben implementar los prefabricados necesarios, los cambios de secciones de láminas de fondo y techo del tanque encontrados en la inspección, instalación de láminas de reemplazo del fondo en zonas determinadas por inspección API 653 e instalación de sobresanos de reemplazo en zonas determinadas por API 653.</p>	<p><b>Prueba presión interna.</b></p> <p>*Se Realiza prueba hidrostática a los serpentines de calentamiento de crudo a una presión minina de 165 PSI y una presión máxima de 171 PSI.</p> <p>*Se Realiza prueba hidrostática a los serpentines sistema de condensado una presión máxima de 189 PSI.</p> <p><b>Prueba Hidrostática:</b> Establecer de manera secuencial la metodología para la ejecución de pruebas hidrostáticas a los sistemas de tuberías instaladas, con el fin de verificar su hermeticidad y resistencia de las tuberías, juntas y accesorios que conformen el diseño.</p>

Se realizó una detallada recolección de información de algunos mantenimientos que se han desarrollado en los últimos años en los tanques de almacenamiento con diferentes capacidades y características, logrando identificar los diferentes tipos de procedimientos e inspecciones que desarrollan en el mantenimiento mayor de los tanques de almacenamiento; con la recolección de información se pudo identificar y estandarizar un mantenimiento mayor en tanques de almacenamiento en estaciones de bombeo con el fin de ilustrar los diferentes procedimientos normales y requeridos de las actividades y subactividades para los tanques de almacenamiento abarcando y cumpliendo con las normas API consideradas en todas aquellas situaciones que se pueden presentar antes durante y después del proceso del mantenimiento del tanque de forma eficaz, exacta y ejecutándose en el menor tiempo programado posible, con el fin de evitar sobrecostos o planteamientos adicionales de contingencias no programadas que se realizaron en la planeación inicial del mantenimiento mayor del tanque.

## **6.2 ALCANCE DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO MAYOR TANQUE DE ALMACENAMIENTO.**

Este plan de mantenimiento mayor de tanques de almacenamiento tiene como fin la identificación de las tareas y actividades para el alistamiento, aseguramientos, inspecciones, y actividades de mantenimiento mayor a realizar al tanque de almacenamiento de relevo, como consecuencia de la falta de disponibilidad y tiempos muertos de este tanque y sus componentes al momento de ser utilizado en caso de algún evento descrito en capítulos anteriores.

Se darán a conocer los procedimientos, procesos y actividades que se llevarán a cabo al momento de la planificación, alistamiento, ejecución, puesta en marcha y cierre del mantenimiento

preventivo mayor como la estrategia más adecuada para este caso, por el desconocimiento del estado de los diferentes componentes de los tanques. Enmarcando las normas legales como la API 650 que se basa en la construcción de tanques de almacenamiento y la norma API 653 como la inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques.

Evaluar los últimos informes de las paradas totales realizadas, teniendo en cuenta recomendaciones y hallazgos consignados en este.

Recolección de la información de la operación total del tanque de almacenamiento, donde se pueda encontrar los registros de fallas, frecuencias y análisis de causa raíz, intervenciones por instalaciones nuevas, implementación de nuevas tecnologías, o actualización de requerimientos de las normas que rigen la operación del mismo, concluyendo con las acciones y decisiones en la parada total del tanque.

Recopilación de actividades que determinan la parada total del tanque de almacenamiento e inicio de la planeación para la determinación de recursos, adquisición de activos de reemplazo, adquisición de repuestos y elementos a intervención,

Realizar el procedimiento de inspección propuesto, basado en la norma API 653, evaluación del techo, evaluación del cuerpo del tanque, evaluación del fondo del tanque, evaluación de la fundación del tanque,

Alistamiento de actividades previas al inicio del mantenimiento mayor.

Aseguramiento y evaluación de riesgos.

### 6.3 ETAPA DE PLANIFICACIÓN

En la etapa de planeación se contempla elaborar un programa general de las actividades que permitan definir los tiempos de parada total de la planta, así como los recursos asignados, actividades a contratar, repuestos, herramientas y consumibles para la ejecución de las actividades.

Según (DUFFUAA S. O., 2000) se debe comenzar con la planeación del mantenimiento Mayor de plantas con 6 a 8 meses de anterioridad para poder lograr los objetivos propuestos y tener unos resultados óptimos de planeación, considerando que se trata de un paro total del tanque de almacenamiento permitiendo Inspecciones, reparaciones, reemplazos y reparaciones generales que solo se pueden efectuar cuando se deja fuera de servicio.

Se debe tener en cuenta las siguientes premisas;

- Se debe realizar un análisis de las fallas o eventos reportados durante la operación o en su defecto después del último mantenimiento mayor con sus respectivos tiempos de paradas, con el fin de determinar los equipos críticos que presenta novedades y garantizar la disminución de los tiempos muertos detectados.
- De los análisis realizados anteriormente se determina los equipos a los cuales se les van a hacer intervenciones de inspección, preventivas, correctivas y reemplazos.
- Se debe planificar los tiempos de inspección y que tipos de análisis se van a efectuar teniendo en cuenta la Norma API 653: (American Petroleum Institute, 2005)
  - Inspecciones Externas: Inspecciones ultrasónica de espesores, Inspección de protección catódica.
  - Inspecciones Internas.

- Historial de Inspecciones.
- Registros de construcción.
- Reportes.
- Exámenes no destructivos

Y las siguientes consideraciones:

- a. La naturaleza del producto almacenado.
- b. Los resultados de los chequeos visuales.
- c. Tolerancias y ratas de corrosión.
- d. Sistemas de prevención de corrosión.
- e. Condiciones en inspecciones previas.
- f. Los métodos y materiales de construcción y reparación.
- g. La localización de los tanques, tal como aquellos que estarían en áreas aisladas o de alto riesgo.
- h. El riesgo potencial de contaminación de aire o agua.
- i. Sistemas de detección de fugas.
- j. Cambio en el modo de operación (por ejemplo: frecuencia del ciclo de llenado, frecuencia de aterrizaje de las piernas de soporte del techo flotante).
- k. Requerimientos jurisdiccionales.
- l. Cambios en el servicio (incluyendo cambios en los fondos de agua).
- m. La existencia de fondo doble o una barrera de prevención alcanzable.

- Citar las conclusiones, lecciones aprendidas, actividades reprogramadas, órdenes de trabajos pendientes por paro total de los equipos, actualización de los trabajos ya planeados en los planes de mantenimiento vigentes.
- Se debe realizar el levantamiento de los equipos de reemplazo, repuestos a adquirir, servicios de terceros a contratar, gestionando los tiempos para procesos de compras, importaciones, procesos de licitaciones por medio de Términos de referencia y adjudicación de contratos a terceros.
- Realizar la programación de las actividades previas o fabricación que se puedan ir adelantando antes de la parada programada para reducir los tiempos de ejecución.
- Se debe contar con las hojas de vida actualizadas de todos los equipos que constituyen el tanque de almacenamiento para analizar la información como mantenimientos realizados, cambios, fechas de instalación, actualizaciones, rendimientos y resultados de inspecciones rutinarias, así también los procedimientos de mantenimiento de cada uno de ellas para la óptima programación de las actividades que correspondan.

Concluyendo los pasos anteriores se inicia a la estructuración del Plan Detallado de Trabajo PDT, para determinar la capacidad de mano de obra interna donde se incluyen (técnicos y especialistas) para cada una de las intervenciones, secuencia de trabajos y duración de las mismas, pasos determinantes para la planeación.

Se identifican todos los mantenimientos y se clasificarán según su criticidad y tiempo de ejecución optimizando tiempos y oportunidades de mejora en el proceso ya establecido o preestablecido en mantenimientos anteriormente ejecutados. Debe tenerse en cuenta las auditorias

previas que llevaron a la programación del mantenimiento mayor, ya que es de suma importancia para la realización de las inspecciones realizadas con los equipos en operación y seguimiento a los parámetros y análisis de mantenimientos predictivos de haberlos ejecutado en intermediaciones del último mantenimiento total o su construcción de ser una instalación sin intervenciones.

El resultado de las inspecciones en campo con el tanque en operación o fuera de operación debe ser evaluada en esta etapa de planificación para reportar y programar nuevos hallazgos antes no identificados, enfocados en las mejoras de disponibilidad, actualización según las normas establecidas para cada uno de los componentes u otra actualización que se determine por las Normas API 653 y 650 o cualquier otra norma que rijan o considere el departamento o la persona certificada de la inspección antes de la iniciación de las actividades.

Como lo indica (DUFFUAA S. O., 2000) Dentro de la etapa de planificación se debe cumplir con el objetivo de riesgo y seguridad, teniendo en cuenta los tiempos de aseguramientos de los sistemas de paros de emergencias, aseguramientos de sistemas de fallas o válvulas de alivio de presión, tiempos de inspecciones para probar los diferentes dispositivos de seguridad y control tanto de contaminación, posibles incendio y otros sistemas de seguridad contemplados dentro de los planes o procedimientos estandarizados dentro de la operación. Adicional se deben tener en cuenta los procedimientos y las prácticas de cumplimiento ambiental y normas de calidad. También podemos establecer:

- Los profesionales responsables y cada una de sus responsabilidades dentro del plan de gestión ambiental como apoyo a las actividades del Mantenimiento mayor.

- Se debe contemplar un plan de educación, capacitación, entrenamientos o reentrenamientos requeridos por cada una de las áreas que intervienen directa o indirectamente en el apoyo de las actividades programadas.
- Gestionar los procedimientos y documentación requerida, tales como permisos, pre-usos o pre-operacionales de los equipos, máquinas o herramientas adecuadas para el desarrollo de las actividades propuestas.
- Definir, documentar y socializar la matriz de riesgos asociados al análisis previsto para la etapa de ejecución del mantenimiento mayor, para garantizar la prevención, mitigación, corrección e impactos que afecten la integridad de los colaboradores, activos o instalaciones intervenidas.

Todas estas premisas y planeaciones deben quedar documentadas y programar la reunión con cada área de apoyo para socializar cada una de ellas con el equipo de planeación, para después integrar e ir, incluyendo los hallazgos, requerimientos y conclusiones obtenidas dentro de la planeación. Debe existir una integración de conocimientos para lograr los objetivos del Plan de Mantenimiento mayor.

#### **6.4 GESTIÓN DE ADQUISICIÓN DE REPUESTOS Y ACTIVOS.**

Como se cita anteriormente, la gestión de repuestos es una de las actividades de planeación claves, por el impacto que tiene dentro de la ejecución de las actividades y el posible incumplimiento dentro de los tiempos programados. Se comienza con la identificación de los repuestos según las inspecciones y las actividades previamente programadas, para garantizar su disponibilidad en la planta al momento de su inicio.

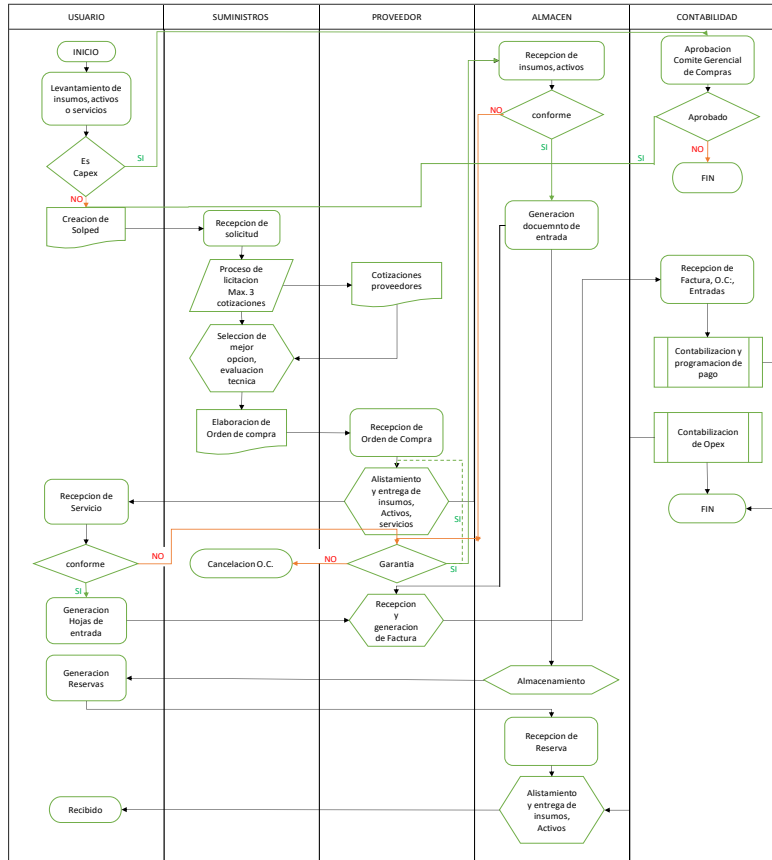
Esta gestión debe componerse de un levantamiento detallado, con los criterios de las inspecciones, recomendaciones de los fabricantes, personal de mantenimiento y especializados en los equipos a intervenir para realizar sus respectivos tipos de mantenimientos. Adquirir las cantidades necesarias requeridas y adicionando los repuestos de Stock por prevención y en caso del fallo prematuro de algún elemento.

Por esto es importante contener las hojas de vida de los equipos actualizadas y con el levantamiento a detalle de cada uno de sus componentes y sus posibles proveedores, tanto de insumos como de servicios, muchos de los equipos contienen elementos que son de importación o que simplemente dentro del territorio nacional la logística puede causar demoras, con las condiciones actuales por las que está atravesando el mundo, la pandemia, las Guerras y la tensión mundial por estas, sin dejar de mencionar las sanciones que acarrea. Las importaciones se están viendo afectadas, premisa por la cual es de importancia la planificación de la gestión de repuestos, servicios y reemplazos.

Las áreas involucradas deben presupuestar, programar y solicitar los insumos, refracciones, repuestos, equipos y herramientas, junto con el área de suministros, calculando los tiempos de llegada a planta para la planificación de las tareas o inicios de las labores, realizando un seguimiento desde la planificación y llevando la trazabilidad hasta la llegada del insumo al sitio se almacena dispuesto por la planta, para su ingreso, clasificación y disposición adecuada para ser utilizado en el momento requerido en el mantenimiento preventivo mayor.

**Figura 14**

*Diagrama de flujo de gestión de adquisición de insumos, activos y servicios.*



*Nota:* En el diagrama de flujo se muestra todo el proceso para la adquisición de insumos, activos o servicios, desde la creación de la necesidad hasta la contabilización de las facturas como proceso final. Fuente Autor.

## 6.5 GESTIÓN DE COSTOS.

Realizar una reunión donde se encuentren los departamentos de planificación de proyectos, coordinadores de mantenimiento, coordinador de suministros, jefe de operaciones para establecer los costos asociados, después de realizar los PDT, planificar todas las actividades, planificar

adquisiciones y compras para realizar el mantenimiento Mayor. Considerando las siguientes premisas.

- Costos de planificación.
- Costos de aseguramiento y preparación de planta para Mantenimiento mayor.
- Costos de repuestos para cambio de componentes, reemplazo, mantenimientos preventivos, equipos nuevos a implementar, adecuaciones para cumplimiento de normas API, regulaciones ambientales u gubernamentales
- Costos de Capex y Opex según la planificación.
- Costos asociados a la contratación de mano de obra Externa y adquisición de servicios contratistas o consultorías.
- Costos de mano de obra propia, contemplada según los cronogramas de actividades y planificación de tareas y cumplimientos de aseguramientos y alistamiento de planta.
- Costos relacionados con la inactividad de la operación e impacto económico para paradas programadas, esta estimación debe ser realizada por el Jefe de operaciones, evaluando los riesgos asociados a no tener disponible el tanque de almacenamiento, si en algún momento deben alquilar otra planta o disminuir la operación para no generar cuellos de botella en operaciones paralelas.
- Costos de interventoría y especialistas para verificación, certificaciones de ser necesario y puesta en marcha de los tanques de almacenamiento.

En la planeación de costos, todas las áreas involucradas en el Mantenimiento juegan un papel importante, ya que controlarlos es una función muy importante dentro de la filosofía de

mantenimiento, y sobre todas las etapas productivas del mantenimiento mayor. Según (DUFFUAA S. O., 2000) controlando los costos desde su planeación, ejecución y entrega, se logra los objetivos que se fijan dentro de la organización o planeación de parada mayor, tales objetivos son; la disponibilidad, el porcentaje de la calidad, eficiencia, eficacia.

Es importante dentro de la planificación de costos conocer los conceptos básicos o la generación de valor de la buena gestión de los mismos, como fundamento principal de la generación de valor para la compañía al realizar este tipo de parada general de un sistema o planta, en donde se ve involucrado todos sus integrantes descritos en la planificación, y es de obligación de cada uno de ellos identificar, clasificar, y desarrollar los análisis e interpretaciones adecuados para otorgar una planeación de costos acertadas y obtener los resultados esperados.

Según (Pabon Barajas, 2010) propone 5 propósitos primordiales del sistema de costos:

1. Representar a través de la acumulación, análisis y suministro de la información consecuente, verás, real y concisa de todas las actividades planeadas, sean bienes, servicios, insumos o activos, que son herramientas fundamentales para la planeación y control que son aplicables a cualquier estrategia de negocios, en este caso un mantenimiento mayor.
2. Se debe construir una base de información confiable para todo proceso de formulación y evaluación de cualquier proyecto, ya que de este depende la toma de decisiones y la aprobación de los proyectos o paradas generales de planta.
3. Proveer la información de los costos para determinar y calcular al final del ejercicio obtenido los beneficios que se obtendrán en este caso a largo plazo, con la garantía de la disponibilidad de la planta y el cumplimiento de cero fallas.

4. Contribuir al análisis que genera la optimización de estos costos para proceder a obtener los beneficios cuando se termine la ejecución del mantenimiento porque le da valor agregado al proceso final de almacenamiento y disponibilidad para su plena utilización.
5. Se debe proporcionar la información para proceder a la evaluación de inventarios, adquisiciones, recursos y todas las actividades al negocio para así determinar el grado de certeza alcanzado en la determinación y la implementación del mejoramiento de los inventarios.

La mejor manera de realizar esta estimación de costos es tomar el EDT y poder determinar el costo apropiado planeado de cada etapa de esta planificación, los elementos fundamentales que componen los costos son:

- Costos directos: se consideran los costos iniciales que integran cualquier actividad que sea planificada.
- Costos de mano de obra directa: se tiene en cuenta el recurso humano propio, el cual interviene en el proceso hasta la entrega final del producto, en este caso la culminación del Mantenimiento mayor programado.
- Costo de mano de obra indirecta: son los costos relacionados con el recurso humano que no intervienen directamente en el proceso, pero que de alguna manera afectan, sea con prestaciones, aportes y salarios básicos por la prestación de algún servicio.
- Costos Indirectos de Fabricación CIF: son valores necesarios provenientes de servicios que se prestan para la ejecución del mantenimiento como energía, arrendamientos, alquileres, seguros, etc.

- Costos de servicios: son los costos relacionados con todos los servicios prestados por terceros, como fabricaciones, mantenimientos que no se suplirán por personal de planta, empresas externas que prestan algún servicio para la ejecución de las actividades ya preestablecidas.
- Costos por lucro cesante: este costo corresponde a los daños ocasionados por pérdidas de productos o tiempos o productos que deja de producir, por no estar en operación y en disponibilidad. Cuan mayor sea el tiempo del mantenimiento mayor será el costo por lucro cesante. (Duran Mantilla, 2019)

## **6.6 ESTIMACIÓN DE TIEMPOS**

En esta etapa de planificación es muy importante contar con el equipo de estimación de costos, realizando la estimación de tiempos de ejecución del mantenimiento Mayor desde su planificación hasta su puesta a punto y pruebas de funcionamiento.

Se definen los tiempos y actividades utilizando la estrategia de planificación “EDT” Estructura de Desglose de Trabajo, y el plan detallado de trabajo PDT, los planes de inspección inicial, las inspecciones de seguridad HSE y calidad definiendo el personal, herramientas y consumibles para asegurar el cumplimiento de las actividades planificadas (Duran Mantilla, 2019). Según Hernández y Orozco, la planificación detallada de un mantenimiento mayor consiste en definir las actividades necesarias para elaborar el programa general de ejecución de manera que pueda establecer la duración total y las cantidades óptimas de recursos a utilizar, la “EDT” es una estrategia importante usada para la planificación eficaz, que consiste en dividir la planta en secciones para facilitar el manejo de la planificación y ejecución individual, traducido en la

representación gráfica del proyecto a su más bajo nivel, en subproyectos, paquetes de trabajo y finalmente en actividades. (HERNÁNDEZ OSPINA & OROZCO RAMÍREZ, 2016).

## **6.7 CRITERIOS PARA EL MANTENIMIENTO MAYOR DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

El primer criterio que se debe identificar en el mantenimiento mayor del tanque es la necesidad de intervención del tanque con el fin de prolongar su operación y vida útil; para este compuesto con las siguientes etapas:

- Desarrollo del plan de trabajo: se definen las actividades para realizar el mantenimiento del tanque y su determinado cronograma (PDT) para su desarrollo.
- Identificación de recursos: se definen los recursos necesarios para realizar las actividades como son equipos, materia prima y personal calificado para desarrollar las actividades programadas en el mantenimiento.
- Elaboración y revisión de procedimientos de seguridad y análisis de riesgos: se definen todos los controles con el fin de minimizar a gran medida los riesgos e impactos ambientales que se pueden generar en el desarrollo de la actividad, entre ellos se encuentran:
  - Guía de valoración RAM
  - Manual de control de trabajo
  - Instructivo de análisis de riesgos
  - Instructiva realización de prueba de gases y calibración
  - Instructivo para trabajo en espacios confinados.

- Instructivo para trabajos en alturas
  - Procedimiento para la gestión de fallas y control de incidentes
  - Plan de rescate en espacios confinados y alturas.
  - Guía para gestión de residuos.
  - Especificaciones técnicas de elementos de protección personal
  - Manual seguro para el aislamiento de plantas, equipos e instalaciones.
  - Procedimiento para atención de emergencias.
- Generación de órdenes de trabajo: en este documento se definen las órdenes específicas del trabajo a realizar; relacionando los respectivos trabajos que deben solicitar para realizar el mantenimiento como, por ejemplo: permiso de trabajo en caliente, permiso de trabajo en frío, permiso de trabajo en alturas, permiso de trabajo en espacios confinados y permiso de trabajo de excavación.
  - Alistamiento del área de trabajo y actividades generales: en esta etapa se relacionan toda la gestión de logística que se va a necesitar para el mantenimiento mayor del Tanque; entre ellas se encuentran:
    - Izajes de equipos, materiales y herramientas:

Algunos criterios que se deben tener en cuenta para el proceso de esta actividad son las siguientes:

- Verificación y aseguramiento de documentos vigentes de cada uno de los trabajadores que participaran en la actividad (Afilaciones a salud, pensión, riesgos laborales).
- Presentación de documentación al personal encargado tanto de equipos como del personal para su aprobación.

- Presentar al dueño del área (operaciones) los procedimientos, Análisis de riesgo en caso de ser necesarios, para su respectiva aprobación.
- Verificación de certificados del operador y aparejador (ONAC), verificación de certificación de camión grúa y sus aparejos.
- Verificación de documentos de camión grúa y aparejos de izajes.
- Divulgación Análisis de riesgos de la actividad a todo el personal involucrado.
- Apertura del permiso de trabajo para la actividad.
- Antes de comenzar cualquier trabajo, verifique la estabilidad del terreno sobre el cual va a trabajar la máquina.
  - Movilización de equipos y herramientas: para esta actividad se involucran todas las pautas básicas que se deben tener en cuenta para asegurar el ingreso y movilización de equipos, herramientas y materiales al área de trabajo y todas sus dependencias, entre ellas se encuentran:
    - Planear el inicio de la movilización de los equipos
    - Entrega previa de la documentación de los vehículos pesados y equipos de izajes para aseguramiento por parte de interventoría y emisión de la aprobación.
    - Entrega previa de la documentación y certificados de competencias de operador, aparejador, conductor de acuerdo con el tipo de vehículo a interventoría para su aseguramiento y aprobación.
    - Solicitud previa de permiso de ingreso a la Estación tanto de personal como de vehículos y equipos a ingresar.

- Inicio de movilización de todos los equipos requeridos, teniendo en cuenta las normas de tránsito y seguridad
- Llegada a la Estación, entrada del vehículo presentando el listado específico de los equipos y herramientas a ingresar.
- La ubicación de los equipos, herramientas y demás elementos debe realizarse de manera ordenada y almacenados en lugar autorizado previamente por el dueño del área de la Estación.
- Tanqueo de equipos: para el tanque de equipos a combustión que se llega a utilizar en la ejecución del mantenimiento, serán tinqueados con la ayuda de una bomba manual y/o bomba eléctrica intrínsecamente segura, teniendo en cuenta que el tanqueo no se realizara cuando los equipos estén en funcionamiento.

Por algunos de los casos cualquier equipo presente fallas mecánicas para su operación, el profesional encargado realizará verificación del equipo para identificar las fallas operativas e inmediatamente se deberá proceder la intervención del equipo para darle una solución a la falla que se presente.

- Realizar cambio de ruta de flujo y/o desplazamiento del producto hacia otro tanque: Esta actividad se realiza con el área de operaciones (Dueños del área o del tanque de almacenamiento) garantizando achique y desviación del producto, mientras que la empresa aliada encargada realiza su respectivo mantenimiento.
- Achique del Tanque de almacenamiento: El proceso de Achique puede realizarse con tanque abierto (nivel de producto por debajo de la cota inferior de los Manhole) o con el

tanque cerrado, esto dependerá de las indicaciones de operaciones dueños del área y hasta donde la bomba de la Estación pueda trasegar producto del interior del tanque.

- Sistema de Aislamiento seguro del Tanque SAS y SAES (sistema de aislamiento eléctrico seguro): primero, ante cualquier actividad de mantenimiento mayor que se realice en el tanque se debe garantizar su respectivo aislamiento seguro y ninguna actividad de instalación que se vaya a ejecutar ya sea retiro de ciegos o cierre de válvulas en el tanque se debe realizar sin autorización de operaciones que son los dueños del área.

Para esta etapa se deben tener en cuenta algunas actividades para garantizar un correcto aislamiento seguro del tanque, las cuales se encuentran: identificación de las fuentes de energía y de peligro (drenajes de líneas de proceso), desconexión del sistema de protección catódica del tanque, aterrizaje del tanque a la puesta tierra; preparación, aplicación, verificación del aislamiento del tanque y, por último, aprobación del SAS y SAES por parte del dueño del activo (operaciones).

Descripción detallada para instalación del aislamiento: En este paso se identifican las fuentes de energía a aislar y contemplando todos los peligros asociados con el aislamiento del tanque, los cuales se deben identificar para evitar daños a las personas y al medio ambiente:

- Liberación de fluidos y contactos con hidrocarburos.
- Aislamiento en la actividad intrusiva.
- Para cada una de la intervención de cualquier equipo en instalaciones industriales se requiere la aplicación del aislamiento positivo SAS y se debe aplicar la metodología y evaluación con el fin de determinar la categoría y método de aislamiento requerido

- Se denominan dos categorías de aislamiento con diferentes niveles de seguridad, que se describen en la siguiente gráfica:

**Figura 15**

*Aislamiento seguro de equipos*

Categoría	Método	Modelo
I	Desconexión física	
	Purga y ciego de doble bloqueo	
	Purga y ciego de un solo bloqueo	
II	Purga de doble bloqueo	
	Sellos dobles en una válvula con purga en el medio	
	Bloqueo sencillo y purga	

*Nota:* Se describe la categoría de aislamiento seguro de los equipos, Sistema de aislamiento de plantas, equipos e instalaciones, Tomada de <https://www.trainingwtf.com/sistema-de-aislamiento-seguro/1>, Ecopetrol.

Para garantizar el aislamiento seguro del tanque de almacenamiento se deben verificar que las válvulas asociadas del tanque como son de recibo y despacho estén cerradas, operación que se realiza por el operador; una vez cerradas se deben encadenar, tarjetear y cegar (bridas ciegas) sea el caso necesario.

Una vez garantizado el escenario anterior, se debe realizar desconexión del sistema de protección catódica, al menos 24 horas antes de iniciar los trabajos y verificar la conexión de la

puesta a tierra del tanque para que esté conectado durante todo el proceso. El aliado mantenedor recibe el equipo neutralizado y en su mínimo nivel de almacenamiento, se procede en coordinación con el personal de operaciones y el personal encargado del mantenimiento a bloquear todas las tuberías que comunican al equipo por medio de la instalación de bridas ciegas.

- **Apertura del Manhole:**

Ningún tipo de actividad de apertura de Manhole se realizará sin la previa verificación del aislamiento mecánico/eléctrico seguro (SAS y SAES) y corroborar nivel de producto al interior del tanque.

Una vez verificado que el equipo esté aislado mecánico y eléctricamente, se inicia la apertura de los Manhole que normalmente se encuentran ubicados en el anillo inferior del tanque, y el Manhole de techo para facilitar la evacuación de gases en el interior del tanque.

- **Desgasificación:**

Para esta etapa se deben tener retirado los Manhole del cuerpo del tanque y se procede a iniciar la desgasificación del tanque mediante dos técnicas:

- **Desgasificación natural:** Esta actividad consiste en la evacuación de gases al interior del tanque sin ningún tipo de ayuda, estos gases saldrán a la atmosfera por desplazamiento de corriente de aire que ingresa por los Manhole ya abiertos.
- **Desgasificación mecánica:** Esta actividad consiste en la evacuación de gases al interior del tanque con ayuda de un tipo de extractores tipo Venturi conectados a los Manhole de techo.

Todos los equipos serán impulsados por aire comprimido (Eductores tipo Venturi), para el tanque se instalarán Venturi para evacuar los gases al interior del tanque. Los Eductores serán impulsados por un compresor de aire a través de mangueras de aire. El compresor será ubicado a una distancia no menor a 30 metros del tanque y alejado de los Manhole abiertos.

Se verificará la dirección del viento para controlar potenciales fuentes de ignición, para tal fin se ubicará manga veleta en la parte superior de la pasarela del tanque.

El personal involucrado deberá retirarse a una distancia prudente para evitar inhalación de vapores, todo el personal deberá hacer uso obligatorio de máscara media cara para vapores orgánicos.

Condiciones de desgasificación:

El progreso y la eficiencia de la desgasificación se determinará por medio de mediciones periódicas de la concentración de gases y vapores en el interior del tanque y en los Manhole o puertas de salida.

Periódicamente, se medirá la concentración de gases dentro del tanque, tomando muestras a través de los Manhole del cuerpo del tanque, estas mediciones se realizarán en varios niveles (alto, medio e inferior). La primera medición se hará 24 horas después de iniciada la ventilación natural y mecánica; tiempo suficiente para que haya habido cambios completos de atmosferas peligrosas dentro del tanque. La periodicidad subsiguiente de este muestreo, dependerá de las concentraciones medidas y de la variación de estas en el tiempo, para el primer ingreso se realizarán monitoreo empezando a una distancia prudente de 20 metros del cuerpo del tanque y se realizara con máscara media cara para vapores orgánicos, si este primer monitoreo arroja valores

normales ( $19.5\% < O_2 < 23.5\%$        $LEL < 5\%$        $H_2S < 10 \text{ PPM}$ ) se realizará segunda medición a 10 metros de distancia del cuerpo del tanque, si este segundo resultado continúa dando valores normales se realizara tercer monitoreo en la salida de los Manhole alrededor del cuerpo del tanque y en los Manhole ubicados en la parte superior del techo, si estos valores continúan dentro de los parámetros normales se procederá a ingresar al tanque realizando monitoreo como mínimo en 8 puntos diferentes y se procederá a declarar gas free para el ingreso de los trabajadores a las actividades de retiro de lodos y limpieza del tanque. Si en algún momento de las mediciones mencionadas anteriormente los valores están por arriba de los parámetros normales, se procederá a continuar con la desgasificación durante 6 horas más hasta tanto no se tengan valores adecuados para el ingreso, si se desea ingresar a verificar alguna condición sin tener valores normales solo se podrá hacer ingreso con un SCBA equipo de aire auto contenido o un equipo con suministro de aire limpio APR.

Se considerará desgasificado el tanque cuando las concentraciones de gases y vapores medidas en la descarga de las mangas de venteo y en el interior del tanque, cumplan en todo momento con los siguientes valores:

$$19.5\% < O_2 < 23.5\% \quad LEL < 5\% \quad H_2S < 1 \text{ PPM}$$

Para conocer el comportamiento de los vapores liberados a la atmósfera, se realizará monitoreo permanente de la dirección del viento y de concentración de gases en el dique del tanque.

- Retiro de borras y/o sedimentos:

Para el retiro de borras, se instala el equipo compresor con las mangueras de aire que alimentan la bomba wilden o pulmón, con mangueras de 3" para la succión y descarga

hacia los cubitanque que estará ubicado en la parte del dique del tanque. carro tanque y/o camión de vacío que estará ubicado en la parte de la vía de la planta.

Para realizar el primer ingreso al interior del tanque el rescatista deberá realizar un primer monitoreo de atmosfera en toda la parte interior del tanque, demarcando obstáculos y sumideros, esta actividad se realiza utilizando el equipo de aire auto contenido, una vez realizado la inspección pre operacional y verificado la calibración del mismo.

El personal realizará los primeros ingresos al tanque previa verificación de atmósfera de acuerdo a lo establecido en nuestro procedimiento (LEL debe mantener en resultados  $0 \leq 5\%$  y oxígeno en 19.5 a 23%) se habilita el ingreso del personal con mascarillas para vapores orgánicos doble filtro, gafas herméticas y de ser necesario por presencia de vapores altamente peligrosos mascara full face, se debe contar con un SCBA (equipo de aire auto contenido) el cual se usara para condiciones extremas en presencia de gases y/o vapores o para actividades de rescate en caso de ser necesario. Se realizará el barrido con haraganes para el retiro de borras existentes en el tanque, hacia el área de la olla del drenaje de fondo del tanque, donde se encuentra el extremo bajo que comunica con la bomba para que haga succión hacia el exterior del tanque y disponer en cubitanques o carro tanques y/o camiones de vacío para realizar su disposición con un tercero autorizado.

El personal ingresará con traje tychem, arnés, suministrador de aire limpio y su respectiva línea de vida en caso de ser necesario de acuerdo a los resultados obtenidos en los monitoreos de atmosferas, el tiempo máximo de duración al interior del tanque de acuerdo a las condiciones de temperatura ambiente y tipo de producto almacenado bajo ninguna circunstancia este tiempo será mayor a los 20 minutos, con un tiempo de descanso

e hidratación de por lo menos 15 minutos, cabe aclarar que cada trabajador de acuerdo a sus capacidades físicas podrá salir del tanque en el momento que lo considere necesario para realizar su respectiva hidratación y descanso; Se llevará registro de tiempo del personal al interior para asegurar el cumplimiento de este paso. Esta acción se repetirá hasta finalizar el retiro de sedimento y borras de los tanques.

Ningún trabajador puede realizar actividades solo al interior del tanque, por ende, la presencia del vigía y rescatista 100% en Manhole de ingreso al tanque, atentos a activar el plan de emergencia estipulado para actividades en espacios confinados.

Se debe disponer de un dique móvil plástico con límites en madera y/o sacos de arena en el Manhole designado para la entrada y salida del tanque para evitar que se disperse en el piso los residuos de borras y producto químico que arrastran las botas de los colaboradores ejecutores de la actividad.

Se debe dejar libre e identificado un Manhole para salida de emergencia en caso de una evacuación inmediata por parte de los colaboradores que estén dentro del tanque.

Posteriormente, la borra debe ser retirada del área de trabajo en carro tanque y/o camión de vacío, una vez sea calculado su volumen y previa autorización por parte del dueño del área. Estas borras serán almacenadas al interior de un carro tanque si no alcanza a salir de la estación.

De ser necesario se realizará un proceso de fluidización de borras, dependiendo de la cantidad y su viscosidad.

- Lavado interno del tanque:

Finalizada la actividad de retiro de lodos del fondo, se inicia con el lavado de la pared interna con el personal capacitado y certificado en espacio confinado; comenzando el lavado con una mezcla de jabón desengrasante y agua restregado la pared del primer anillo inferior del tanque, se realizará el lavado con agua suministrada y almacenada en recipientes adecuados para el almacenamiento de agua con hidrolavadora para ahorro en uso del agua. Una vez obtenido el suministro de agua se almacenará en un fast-tank, el cual se diluye con el detergente y así lavar el tanque retirando el desengrasante. Cuando se termine la limpieza de las paredes del tanque, se debe continuar con la limpieza del fondo del tanque con una mezcla de agua y detergente desengrasante hasta retirar la suciedad del interior. Para las superficies duras se utilizará cepillos de cerda blanda y haraganes hasta dejar la superficie completamente seca y limpia (ver Figura 16)

### **Figura 16**

*Apertura de Manhole y lavado interno de tanque*



*Nota:* Se muestra registro del procedimiento para la apertura del Manhole y limpieza del lavado interno del tanque, Autoría Propia.

El agua producto del lavado deberá ser dispuesta en el sumidero, Separador API o en su defecto en el punto autorizado previamente por la Estación.

A medida que se vayan terminando los trabajos de limpieza y lavado del tanque, se deberá realizar una limpieza de las áreas intervenidas y dejar el entorno en buenas condiciones.

Los residuos aceitosos producto de la emulsión de hidrocarburo, agua, metales pesados y partículas sólidas resultantes del retiro de borras serán almacenados en carro tanques o camiones de vacío para ser dispuesto como residuo peligroso a través de terceros autorizados, los cuales contarán con todos los permisos ambientales exigidos por ley.

El agua resultante del lavado del tanque, por ser una mezcla con muy poca cantidad de agua y sin presencia de material particulado, (previo concepto del operador de turno), será dispuesta al sistema de tratamiento de aguas residuales industriales (separador, API) de la planta con autorización mediante acta del coordinador de la planta.

- Si no se logra disponer dentro de la planta, se debe contratar un tercero para ser dispuestas con todos sus permisos vigentes.
- Luego del lavado, limpieza y secado del interior del tanque se coordina el ingreso del personal que realizará la inspección por API 653 una vez declarado el acta de gas free del tanque.

## **6.8 PROCEDIMIENTO INSPECCIÓN DE INTEGRIDAD MECÁNICA PARA TANQUE DE ALMACENAMIENTO BAJO PARÁMETROS NORMA API 653.**

Este procedimiento se establece como parámetro para la inspección, evaluación de tanque de almacenamiento construido bajo la norma API 650 y evaluado Bajo la norma API 653, don se

utilizan donde se propone utilizar estrategias de mantenimiento como ensayos no destructivos, inspecciones visuales y determinar el estado inicial antes de empezar al mantenimiento preventivo mayor al tanque de almacenamiento determinando siempre su integridad mecánica, así terminar de planear actividades que en la planeación inicial pudieren no ser identificadas por las áreas encargadas, y poder aplicar los mantenimientos preventivos correspondientes.

Como responsable de esta operación son:

- Inspector autorizado API 653 con experiencia en inspección de tanques de almacenamiento.
- Personal para la inspección, evaluación y ensayos no destructivos con experiencia en inspección de tanques de almacenamiento.
- Inspectores calificados en los métodos como Nivel III, Nivel II o Nivel I

### **6.8.1 Procedimientos de Inspección.**

#### **Inspección visual**

Esta inspección se realiza bajo la norma API 653, citando la disponibilidad para servicio e inspección en las secciones 4 y 6, mediante una lista de chequeo. En esta inspección el inspector define si requiere aplicar ensayos no destructivos complementario o lo especificado por el cliente.

#### **Evaluación del Techo**

Se evalúa la condición física del techo y su sistema de soporte, en techos fijos (guías, correas, columnas y bases) identificando corrosión y vida útil.

En techo flotante se evalúa el estado mecánico, identificando grietas, perforaciones, picaduras por corrosión, soportes del techo, los sistemas de sellos perimetrales, escaleras deslizantes, dispositivos de anti-rotación, sistemas de drenajes venteo.

### **Evaluación del cuerpo:**

Se evalúa el estado y condición del cuerpo que afecte el desempeño o la integridad estructural del cuerpo, por cambios de servicios, relocalización, corrosión, distorsiones, sistemas de aislamiento y aperturas. Evaluando la pérdida de redondez, abolladuras, aplastamientos y deformación verticales y horizontales en las soldaduras.

Condiciones de cualquier de las estructuras de refuerzo del casco o contravientos, además el estado de las soldaduras afectadas por corrosiones o picaduras, inspeccionar las conexiones a las entradas de hombre, aperturas de limpieza y escaleras del tanque.

### **Evaluación del fondo.**

Se inspecciona visualmente la corrosión generalizada o picaduras, perforaciones, abombamientos de las láminas, soldaduras de los accesorios y daños mecánicos ocasionados por los soportes del techo.

### **Evaluación fundación civil de las bases.**

Inspección de la fundación civil del tanque, detectando y reportando daños por asentamientos, erosión, agrietamiento o deterioro del concreto por calcinación, ataque de ácidos y álcalis.

### **Inspección y calibración de válvulas de presión y vacío.**

Se inspecciona el estado en que se encuentran las válvulas de presión y vacío determinando su estado.

### **Evaluación del sistema de control de la corrosión.**

Se evalúa los sistemas de control de corrosión del tanque, el sistema de recubrimientos y el sistema de protección catódica interna y externa.

### **Evaluación del sistema de recubrimiento.**

Inspección visual del recubrimiento exterior e interior del tanque, identificando ampollamientos, de laminación, cuarteamiento, entizamiento, chorreones y demás defectos del cubrimiento.

### **Evaluación del sistema de protección catódica.**

Se debe realizar según la norma API 651, evaluando su funcionamiento y estado URPC, aislamientos eléctricos y puestas a tierra.

### **Inspección sistema de drenaje del techo.**

Verificar mediante la inspección visual la integridad del drenaje, drenaje del techo, cajas recolectoras, uniones y accesorios, con métodos de trazadores fluorescentes.

#### **6.8.2 *Medición De Espesores***

Toma de espesores cuerpo del tanque, verificando con la escalerilla de espesores y verificación de la linealidad del equipo de acuerdo con lo establecido por ASME V y ASMT E 797.

Los equipos utilizados para la toma de espesores desprecian el recubrimiento, por lo tanto, no debe ser removida la pintura, en aquellas partes donde el recubrimiento se encuentre en mal estado se reportará y dejara la no conformidad en el informe de inspección. Se debe realizar los ensayos de ultrasonido a las láminas de los cuerpos que componen el tanque, independientemente cuantos cuerpos lo compongan.

#### **Toma de espesores láminas del techo.**

Se realiza la toma de espesores mediante el equipo de ultrasonido, identificando los espesores nominales de las láminas que componen el techo, encontrando las áreas de presencias de corrosión.

#### **Toma de espesores en láminas de fondo.**

Se realiza la toma de espesores de las láminas del fondo especificando los espesores nominales, reportando en un diagrama del fondo las áreas con sus respectivos espesores. También se puede emplear el método de inspección MFL (Magnetic Flux Leakage) perdidas de flujo magnético que se utiliza cuando los tanques son construidos por láminas de acero al carbono con espesores hasta 19 mm y 6 mm utilizando equipos como de exploración Floormap o Hand Scan

Debe ser realizada usando lámina de calibración de espesores similares al ser inspeccionado, así como láminas de simulación de recubrimiento, cuando sea necesario.

La inspección realizada se puede ver afectada por la limpieza y la preparación del fondo, deben estar libres de residuos magnéticos, sedimentos, grasas, soldaduras, y deformaciones que generen incertidumbre en la toma de las muestras.

Se debe verificar siempre las indicaciones reportadas por el equipo MFL, utilizando los métodos de ultrasonido A scan, B Scan, o C Scan informando los porcentajes de pérdida de espesores con respecto al espesor inicial.

En los reportes se incluyen un esquema del fondo mostrando los datos del tanque, utilizando el sistema de numeración de las láminas, la posición del Manhole, sumideros, tuberías y obstrucciones, coordenadas de todas las picaduras, junto con la pérdida de porcentaje o espesor de la pared remanente en el diagrama de cada lámina afectada.

### ***6.8.3 Verificación De La Redondez, Verticalidad y Asentamientos Del Tanque.***

Aplicando los lineamientos del apéndice B de la API 653 se debe realizar la evaluación topográfica y las mediciones en campo de las condiciones geométricas del cuerpo del tanque y la identificación de los asentamientos del fondo, dictaminado las condiciones mecánicas y posibles afectaciones a la integridad del tanque, monitoreando las fallas que con el tiempo pueden afectar al tanque y pueden ser intervenidas preventivamente o planeadas en futuros mantenimiento preventivo mayores.

#### **Nivelación del anillo perimetral.**

Se realiza una inspección visual con el objetivo de describir condiciones generales como: la apariencia del cilindro, drenajes, losas de concreto perimetrales, sistemas de anclajes, desagües del dique, y tuberías.

Demarcando con pintura un punto de referencia de cota arbitraria en metros sobre el nivel del mar o si es posible con una cota real. Tomando lecturas a lo largo de toda la periferia espaciada

máximo cada 10 m aceptando como mínimo 8 lecturas a lo largo del perímetro del tanque. El número de ejes se determina según la fórmula;

$$N=D/10$$

Donde:

N es el número de ejes

D el diámetro del tanque en pies

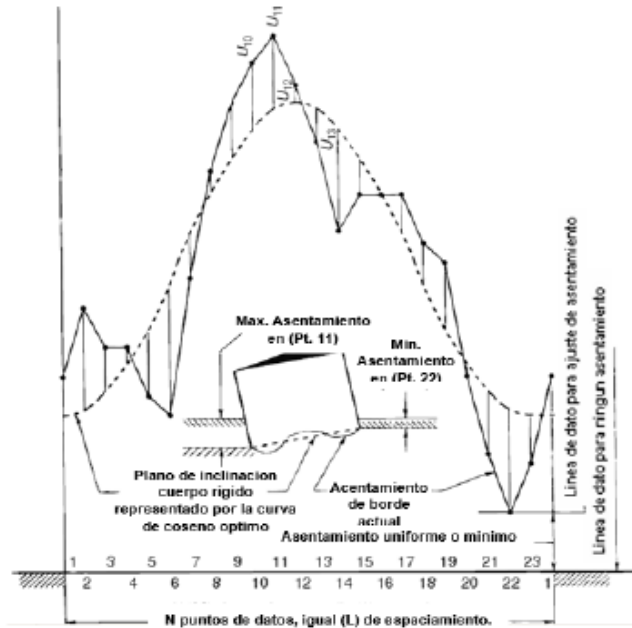
Tomada de la API 653 numeral 12.5.2

Se establece el punto inicial (0° - Norte – N.º1) y los demás puntos escogidos se marcan sobre el anillo perimetral o sobre el primer anillo del tanque, estos puntos forman la abscisa perimetral.

El análisis debe reunir junto con la cartera de datos y la respectiva gráfica de coseno óptimo la tendencia que tiene el tanque en su asentamiento, como es asentamiento uniforme, asentamiento del cuerpo rígido o asentamiento diferencial, esta evaluación se puede realizar con el tanque en servicio o fuera de servicio.

**Figura 17**

*Representación Gráfica del asentamiento del tanque.*



*Nota:* Se describe el asentamiento máximo y mínimo que puede llegar a tener un tanque de almacenamiento con los rangos de medido según los puntos de datos tomados. Tomada de Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanque, Estándar API 653, tercera edición 2001

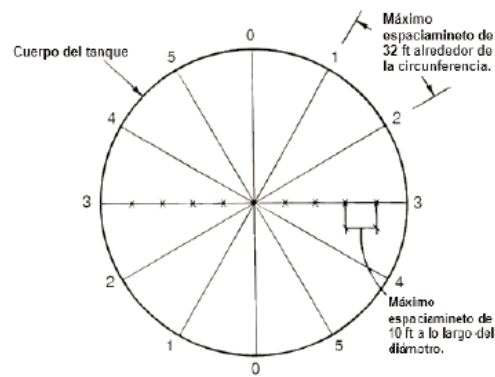
En la inspección se debe tener en cuenta el coeficiente de correlación  $R^2$  no menor de 0,9 según la API 653, Apéndice B, numeral B2.2.4. Si no se cumple este criterio, la curva de coseno no será válida y el tanque no tiene ningún tipo de asentamiento representado en la figura anterior. Si el coeficiente  $R^2$  es Menor a 0,9 el inspector puede realizar un ajuste omitiendo uno o dos datos para llevar el coeficiente de correlación al valor deseado.

#### 6.8.4 Medición Del Asentamiento Interno Del Fondo.

Para la verificación del perfil interno de las láminas del fondo se utiliza el nivel láser y la mira, trazando diametrales en las cuales se harán divisiones como máximo cada 3 m.

### Figura 18

*Mediciones de asentamiento del fondo (interno) del tanque fuera de servicio*



*Nota:* Se muestra el esquema de referencia para la medición de asentamientos del fondo alrededor de la circunferencia del tanque. Tomada de Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanque, Estándar API 653, tercera edición 2001

Estos datos se ingresan en la hoja de cálculo, se grafica cada uno de los perfiles de las diametrales del fondo, usando como abscisa las distancia en las cuales fueron tomadas las lecturas y en la ordenada las lecturas de elevación halladas en cada división de la diametral de la gráfica anterior.

#### **Inspección de verticalidad.**

Se deben marcar sobre el terreno los puntos de estaciones de observación y puntos de referencia sobre el tanque.

Tomando como referencia las mismas Abscisas obtenidas en la nivelación, en cada punto se instala el teodolito y se hacen lecturas de tal manera que la proyección visual sea tangente al tanque, en estos puntos de tangencia se hacen lecturas en los puntos ubicados y se determinan los ángulos horizontales en cada uno de los puntos de medición que se forman desde el eje vertical.

### **Inspección de redondez.**

Se debe evaluar la circunferencia de cada uno de los niveles en los cuales se toman las lecturas, con respecto a la circunferencia teórica nominal tomada desde el primer anillo. Buscando deformaciones que se puedan presentar en el cuerpo del tanque que afecten la distribución de esfuerzos en las láminas del cuerpo, estas deformaciones pueden ser, protuberancias y hendiduras verticales.

**Tabla 1**

*Radios de tolerancia*

Diámetro del tanque (ft)	Tolerancia de Radios (Pulg)
$\leq 40$	$\pm \frac{1}{2}$
40 a < 150	$\pm \frac{3}{4}$
150 a < 250	$\pm 1$
$\geq 250$	$\pm 1 \frac{1}{4}$

*Nota:* Se muestra los Radios de tolerancia según los diámetros del tanque en (ft). Tomada de la tabla 10 – 2 API 653, Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanque, Estándar API 653, tercera edición 2001

### **6.8.5 Inspección De Sistema De Recubrimiento.**

La inspección se realiza al recubrimiento interno y externo del tanque, sus partes y accesorios, la inspección comprende la ejecución de una serie de ensayos, permitiendo obtener una evaluación integral del esquema de pintura del tanque.

El esquema de pintura del tanque es inspeccionado en busca de fallas de pintura en el cuerpo, techo, fondo, accesorios del tanque, y se complementa con las informaciones recolectadas de los ensayos de pintura para determinar la vida útil y estos de todo el esquema de pintura del tanque, terminada esta inspección se debe impartir recomendaciones para proteger las láminas, accesorios del tanque de los fenómenos de corrosión tanto interna como externa.

Pruebas de adherencia de recubrimiento de acuerdo con los requerimientos del código ASTM ensayo estándar D 4541, la superficie a inspeccionar debe estar seca y exenta de cualquier suciedad, grasa, aceite y cualquier otro material extraño que dificulte la realización de la prueba. Posterior a la limpieza se utiliza solventes que no alteren o ataquen la integridad del recubrimiento realizando la preparación de la superficie, generando un perfil adecuado con papel abrasivo con el fin garantizar el adecuado aseguramiento de la carga fija al realizar la prueba y evitar obtenciones de lecturas erróneas.

El dado se coloca de forma perpendicular a la superficie del recubrimiento con adhesivo, esto puede ser de uno o dos componentes epóxicos mezclados, o adhesivos instantáneos que no afecten las propiedades del recubrimiento.

Posterior a que el adhesivo es curado según su ficha técnica, un aparato de prueba hidráulica o mecánica se adjunta al dado, se alinea para aplicar tensión perpendicular a la superficie

de prueba de forma tal que no se genere ningún torque o movimiento al dado y se debilite la adhesión, esta fuerza es gradualmente incrementada y monitoreada sin exceder la velocidad de incremento de carga de 150 psi/seg, Según la ASTM D 4541 (5.1.4) hasta que se desprenda el material del recubrimiento que es el objetivo del estudio

Se debe registrar el calor de la libra fuerza a la cual se presenta la falla, realizar registro fotográfico como testigo e identificar el tipo de falla de acuerdo al porcentaje de adherencia o cohesión de las capas involucradas.

#### ***6.8.6 Inspección De Sistema De Protección Catódica Externa.***

##### **Inspección unidad URCP**

Se realizará la inspección física, estructuras protegidas y el estado de los componentes del sistema (conexiones del cable negativo a estructuras, protección de conexiones, facilidades de monitoreo, caja de conexiones, postes de potencial, shunts) verificación del funcionamiento de cada uno de los componentes accesibles durante la inspección, estado de las conexiones AC, DC, resistencia del sistema de puesta a tierra, registro de corriente y voltaje de entrada AC, registro de corriente y voltaje DC, evaluación de onda rectificadora, resistencia total del circuito, cama onidica, posición de los taps, eficiencia del rectificado según la ecuación:

Eficiencia:  $(\text{potencial de salida DC} / \text{Potencia de entrada AC}) \times 100$

##### **Medición de potenciales On – OFF**

Previo a la medición se ubica el norte respectivo del tanque para tomar este como estación de prueba 0°, y continuar en sentido horario cada 45°, o lo establecido por el cliente, hasta completar

todo el perímetro del tanque, instalando el electrodo de referencia Cu/Cu SO<sub>4</sub> en dichos ejes en el suelo, escoger en lo posible un punto lo más cercano a la estructura del tanque y otro a una distancia aproximadamente a 5 metros del punto anterior, en el caso de que no se pueda colocar el electrodo de referencia en contacto directo con el suelo, se puede hacer contacto sobre el mismo con una esponja húmeda con solución jabonosa o salina.

Conectar el electrodo de referencia al terminal negativo del multímetro que se está utilizando para la medición, el terminal positivo del multímetro se conecta a la estructura del tanque. De esta forma se cierra el circuito entre el electrolito (suelo), y el cátodo (fondo del tanque); se procede entonces a tomar la lectura que da el instrumento, y se registra en el formato de protección catódica, verificando si los potenciales obtenidos cumplen los criterios Naca o los requerimientos mínimos por el cliente.

#### **Revisión del aislamiento eléctrico del tanque.**

En las tuberías de salida y entrada observar el estado de los componentes aislantes tanto en las bridas como en los espárragos, mediante el equipo medidor de continuidad, verificar la continuidad eléctrica tanto en bridas aisladas como no aisladas.

#### **Sistema de puesta a tierra.**

Confirmar que la cantidad y ubicación de las conexiones a tierra está de acuerdo con la norma API 650, numeral 5.8.3 y figura 5,23, debe ser mínimo 4, espaciadas máximo a 30 m de material de acero inoxidable.

Inspección visual del sistema de puesta a tierra del tanque, conexiones, estado de la soldadura de conexión al tanque y estado de suelo que rodea el sistema, caja de alojamiento de varillas. Proceder a realizar las pruebas de resistencia en las puestas a tierra del tanque con el equipo medidor de resistencia eléctrica Según API RP 575 Numeral 7.2.6, no debe ser superior a 25 OMH.

### **Resistividad del suelo**

La resistividad indica el nivel de corrosividad de un terreno o del medio que rodea la estructura que se va a proteger. Se mide con un equipo medidor de resistividad. Se debe determinar la longitud y la profundidad a la cual se efectúan las mediciones. El equipo a utilizar es un Megger.

### **Figura 19**

*Clasificación de terreno según la resistividad*

<b>Resistividad [ <math>\Omega</math> x cm ]</b>	<b>Corrosividad</b>
Menor a 2000	Muy Alta
2000 a 5000	Alta
5000 a 10000	Moderada
Mayor a 10000	Baja

*Nota:* Se muestra el estado del terreno según la resistividad obtenida con los instrumentos de medición de resistividad. Tomada de Medios electrónicos, Suelo como electrolito IWC 235 elementos de corrosión RTP 2010; <https://slideplayer.es/slide/3292207/> , 2016.

### **Sistema de protección catódica interna.**

Previo a la inspección CP se inspecciona el esquema de pintura, verificando la presencia de ampollamientos o descascaramiento de pintura y corrosión en las zonas donde el recubrimiento presenta deterioro.

La presencia y número de parches en el fondo del tanque puede sugerir una idea general de la criticidad del fenómeno corrosivo presente, si el fondo del tanque cuenta con ánodos de sacrificio, se procede a realizarles inspección visual para verificar estado de desgaste, deterioro y que no se encuentren pintados.

Si se observa deterioro avanzado, retirar el ánodo y determinar el porcentaje de pérdida comparando el peso actual del ánodo con el peso original y el tiempo instalado en el fondo del tanque. Se debe realizar mediciones de potencial entre el ánodo y el fondo (si existe electrolito que lo permita), para verificar el comportamiento del ánodo con respecto al fondo.

Verificar el estado de la pared del tanque en cercanías al ánodo, mediciones de espesores y detección de pitting.

### **Inspección por ACFM**

Con el fin de determinar la presencia de fisuras en las soldaduras de la unión, cuerpo fondo del tanque y soldaduras de las láminas de refuerzos de las conexiones se realiza inspección por media de ACFM. Adicional a las conexiones interior y exteriormente, soldaduras de láminas de refuerzo entre los componentes buscando evaluar la presencia de indicaciones relevantes tales como fisuras por fatigas que puedan afectar la integridad de los componentes.

### **Inspección por partículas magnéticas.**

Se realiza de acuerdo con el procedimiento interno P\_OPE-AP-05 por medio de partículas magnéticas fluorescentes, de acuerdo con los lineamientos de ASME V, mediante el ensayo MT se busca evaluar la integridad de la soldadura del sumidero en busca de indicaciones superficiales y subsuperficiales.

### **Inspección mediante cámara de vacío.**

Para la inspección por medio de cámara de vacío a uniones soldadas de fondo de tanques y soldaduras cuerpo – fondo, de acuerdo con la norma ASME sección V/2017, artículo 10 y apéndice mandatorio II, tanques de almacenamiento sobre la superficie a presiones atmosféricas o bajas.

La inspección se puede realizar a tanque de almacenamiento que trabajen a presión atmosférica, en las juntas soldadas a tope o filete del fondo del tanque con cámara de vacío plana, o en las juntas a filete de fondo –Cuerpo, con cámara de vacío tipo angular, utilizando solución jabonosa. La iluminación mínima de 1000 lux (100 fe) en el punto de prueba durante la inspección y evaluación de fugas. La presión de vacío se debe mantener como mínimo 5 segundos o el tiempo requerido para ver las áreas en prueba.

#### **6.8.7 Intervalos De Inspección.**

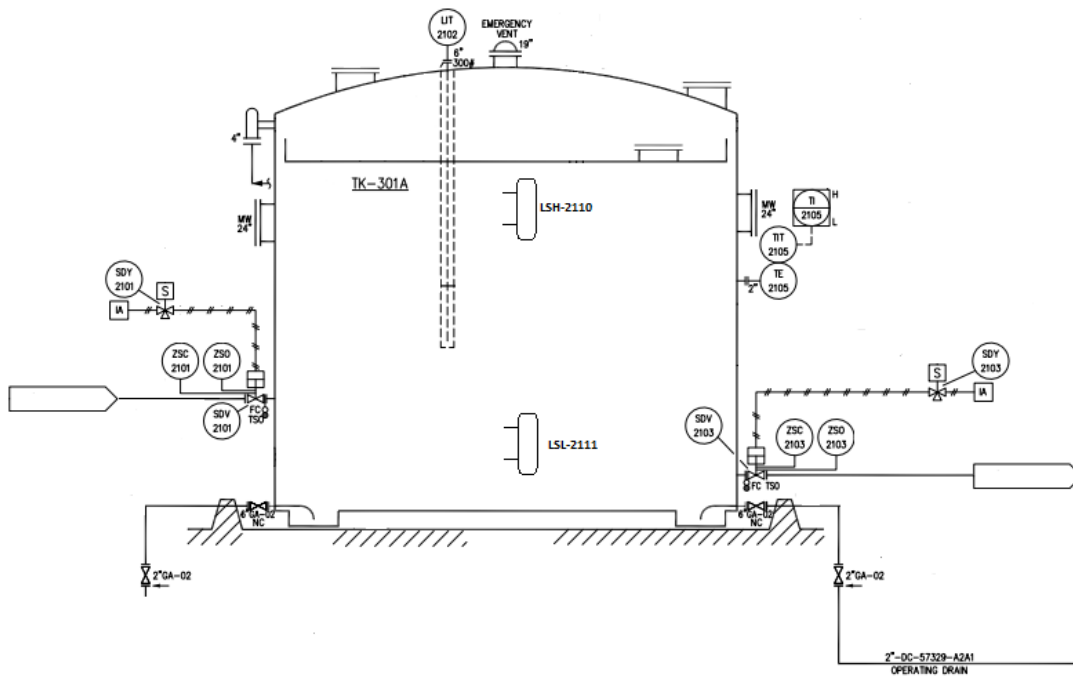
Según (American Petroleum Institute, 2005) los intervalos de inspección se determinan por las tasas de corrosión medidas durante las inspecciones previas o basadas según la experiencia de tanques similares en las mismas operaciones, también se debe establecer asegurando los espesores mínimos de las láminas del fondo en las siguientes inspecciones. Si no se tiene la trazabilidad de las inspecciones no debe exceder los 10 años.

## 6.9 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS ASOCIADOS AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO

Se deben realizar rutinas de mantenimiento a la instrumentación asociada al Tanque de almacenamiento de crudo, donde se contemple el mantenimiento preventivo, pruebas SIF, pruebas SIL. Esta frecuencia será de 26 semanas (6 meses).

**Figura 20**

*Equipos asociados al Tanque (Instrumentación y Válvula).*



*Nota:* se muestra los equipos auxiliares del tanque de almacenamiento, toda la instrumentación y válvulas, Fuente: Autor.

**SIL:** La clasificación SIL se basa en dos normas internacionales: IEC 61508 y IEC 61511. Para que un sistema no se convierta en un peligro para las personas y el medioambiente en situaciones de emergencia, su diseño debe tener presente la seguridad funcional. Por este motivo, los requisitos SIL son un criterio clave para la ingeniería de sistemas, especialmente en la industria de procesos químicos.

**SIF:** La Función Instrumentada de Seguridad es una capa de protección cuyo objetivo es lograr o mantener un estado seguro del proceso cuando se produzca un evento peligroso específico.

#### **6.9.1 LSL-2111 Switch De Bajo Nivel.**

El instrumento será monitoreado por un PLC, donde se usa una entrada digital que supervisa el estado y genera las acciones programadas según la condición (1 o 0). Al LSL llegarán 2 cables que se conectarán en un switch en los contactos de Común y normalmente abierto; uno recibe los 24 vdc y el otro que retornará la señal a la entrada digital del PLC.

**Mantenimiento:** Hacer inspección visual para verificar el estado físico externo. Revisar estado de conexiones eléctricas; que no exista humedad o sulfatación. Hacer pruebas operativas simulando nivel con vasos comunicantes y usando producto de la misma gravedad específica. Verificar que al ser activado el switch, la señal de bajo nivel llega al HMI. Al normalizar el estado del instrumento, el contacto se debe cerrar.

#### **Prueba SIL de Switch LSL-2111.**

Este nivel de seguridad está configurado para alertar y proteger el tanque cuando el nivel interno baje hasta este punto (10%). En la lógica de control se debe enviar una alarma al HMI y en

campo cerrar la SDV-2103 y apagar la bomba de exportación. Esta acción se genera para evitar que la bomba pueda quedar operando en vacío y esta sufra daños.

### **6.9.3 LSH-2110 Switch De Alto Nivel.**

El instrumento será monitoreado por un PLC, donde se usa una entrada digital que supervisa el estado y genera las acciones programadas según la condición (1 o 0). Al LSH llegarán 2 cables que se conectarán en un switch en los contactos de Común y normalmente cerrado; uno recibe los 24 vdc y el otro que retornará la señal a la entrada digital del PLC.

Mantenimiento: Hacer inspección visual para verificar el estado físico externo. Revisar estado de conexiones eléctricas; que no exista humedad o sulfatación. Hacer pruebas operativas simulando nivel con vasos comunicantes y usando producto de la misma gravedad específica. Verificar que al ser activado el switch, la señal de alto nivel llega al HMI. Al normalizar el estado del instrumento, el contacto se debe cerrar.

### **Prueba SIL de Switch LSH-2110.**

Este nivel de seguridad está configurado para alertar y proteger el tanque cuando el nivel interno suba hasta este punto (80%). En la lógica de control se debe enviar una alarma al HMI y en campo cerrar la SDV-2101 de entrada de producto para evitar que el tanque se llene y se puede rebosar, ya que esto puede generar incendios, daño en instalaciones, o daños ambientales.

### **6.9.4 LIT-2102 Transmisor Indicador De Nivel.**

El instrumento es un radar de onda guiada, y será monitoreado por un PLC, donde se usa una entrada analógica de 4 a 20 mA, que supervisa el estado y genera las acciones programadas según la condición. Al LIT llegarán 2 cables de 24 vdc positivo y negativo. Este instrumento será usado

como respaldo a los switch de Nivel LSH-2110 y LSL-2111. También se tomarán de este los datos para liquidación del nivel.

Mantenimiento: Hacer inspección visual para verificar el estado físico externo. Revisar estado de conexiones eléctricas, tarjeta análoga y tarjeta principal; que no exista humedad o sulfatación internamente.

Se debe conectar software para verificar parámetros de configuración:

0%= 0 metros

100%= 5 metros

Gravedad específica: 2

Salida: lineal análoga

Hacer pruebas operativas simulando lazo de corriente y verificando las alarmas por bajo y alto nivel. Este instrumento no tiene prueba SIL ni SIF, ya que no se usa para tomar acciones de control o shutdown.

#### **6.9.5 TIT-2105 Transmisor Indicador De Temperatura**

El instrumento usa un sensor de temperatura RTD y será monitoreado por un PLC, donde se usa una entrada análoga de 4 a 20 mA, que supervisa el estado y genera las acciones programadas según la condición. Al LIT llegarán 2 cables de 24 vdc positivo y negativo. Este instrumento será usado para monitorear la temperatura en el tanque y tomar como dato de compensación en la liquidación del nivel.

Mantenimiento: Hacer inspección visual para verificar el estado físico externo. Revisar estado de conexiones eléctricas y tarjeta principal; que no exista humedad o sulfatación internamente.

Se debe conectar hand help (hart) para verificar parámetros de configuración:

0%= 0 grados °F

100%= 150 °F.

Sensor: RTD PT100 de 4 hilos.

Salida: lineal análoga

Hacer pruebas operativas simulando temperatura con Mufla y verificando las alarmas por alta en 130 °F. Este instrumento no tiene prueba SIL ni SIF, ya que no se usa para tomar acciones de control o shutdown.

#### **6.9.6 SDV-2101 Válvula De Shutdown:**

La **válvula** de bloqueo (**Shut Off**) por alto nivel, es un dispositivo que se usa para seguridad del proceso. La finalidad de esta **válvula** es cortar el flujo de líquido para evitar que el tanque sobrepase su límite superior de seguridad que es controlado por el LIT-2102. Cuando se llega a este punto de seguridad, la electroválvula que mantiene el paso de aire para que el actuador neumático se mueva y mantenga la válvula abierta, se desenergiza y el paso de aire se corta hacia el actuador, lo cual hace que la válvula se cierre. La SDV cuenta con un dispositivo que indica al HMI la posición que tiene (abierta, cerrada, falla de posición)

Mantenimiento semestral: Hacer inspección visual para verificar el estado físico externo; que no existan fugas ni daños mecánicos. Revisar estado de conexiones eléctricas de switch de posición

de abierto, cerrado, y la electroválvula. Verificar que la electroválvula tenga impedancia de 320 ohmios. Realizar pruebas operativas desde HMI para abrir y cerrar la válvula, y que las posiciones de abierto y cerrado coincidan con el estado campo.

Mantenimiento anual: Revisar gear box y cambiar grasa. Hacer pruebas operativas y verificar que internamente no tenga daños en empaques.

#### **6.9.7 SDV-2103 Válvula De Shutdown:**

La **válvula** de bloqueo (**Shut Off**) por bajo nivel. Es un dispositivo que se usa para seguridad del proceso. La finalidad de esta **válvula** es cortar el flujo de líquido para evitar que el tanque quede en vacío y evite daño en las bombas de exportación. Esto es controlado por el LIT-2102. Cuando se llega a este punto de seguridad, la electroválvula que mantiene el paso de aire para que el actuador neumático se mueva y mantenga la válvula abierta, se desenergiza y el paso de aire se corta hacia el actuador, lo cual hace que la válvula se cierre. La SDV cuenta con un dispositivo que indica al HMI la posición que tiene (abierta, cerrada, falla de posición)

Mantenimiento semestral: Hacer inspección visual para verificar el estado físico externo; que no existan fugas ni daños mecánicos. Revisar estado de conexiones eléctricas de switch de posición de abierto, cerrado, y la electroválvula. Verificar que la electroválvula tenga impedancia de 320 ohmios. Realizar pruebas operativas desde HMI para abrir y cerrar la válvula, y que las posiciones de abierto y cerrado coincidan con el estado campo.

Mantenimiento anual: Revisar gear box y cambiar grasa. Hacer pruebas operativas y verificar que internamente no tenga daños en empaques.

## **6.10 ACTIVIDADES METALMECÁNICAS GENERALES PARA EL MANTENIMIENTO DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

En esta etapa se contempla de manera general los procedimientos que se llevan a cabo para realizar las reparaciones metalmecánicas en el tanque, teniendo en cuenta las condiciones y precauciones que deben realizarse en la aplicación de soldaduras y el cómo deben ejecutarse.

Todo procedimiento de aplicación de soldadura a realizarse, debe estar de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del material de aporte seleccionado y debe ser aprobado previamente por el cliente en el sitio de ejecución para comprobar su eficacia de acuerdo con las normas existentes y las condiciones climatológicas imperantes.

Antes de iniciar las operaciones de soldadura, el profesional QAQC debe asegurar que todo el material que se vaya a utilizar cuente con su certificado de calidad y liberado por la interventoría, por otro lado, asegurar que los soldadores estén debidamente calificados de acuerdo con los procedimientos de soldadura elaborados y aprobados por el Cliente (WPS (MAG 01 -17; MAG 02 -17; MAG 03 -17; MAG 04 -19; MAG 05 -19; MAG 06 -19; MAG 07 -19; MAG 08 - 19), PQR (MAG 01 – 17R; MAG 02 – 17R; MAG 03 – 17R; MAG 04 – 19R; MAG 05 – 19R; MAG 06 – 19R; MAG 07 – 19R; MAG 08 – 19R).

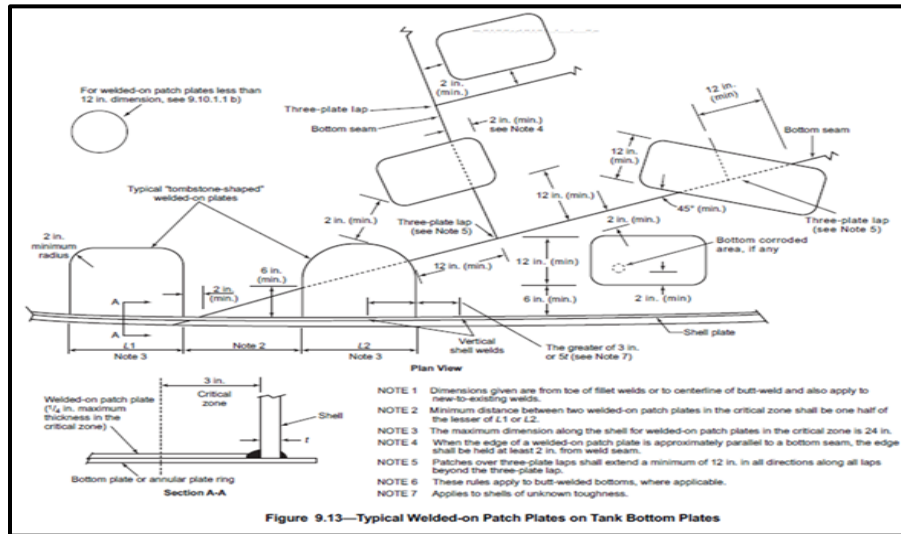
### ***6.10.1 Instalación De Sobresanos En El Fondo Del Tanque***

La actividad de corte y preparación de láminas para la instalación de sobresanos en láminas de fondo del tanque se lleva a cabo en un área externa al tanque por parte del pailero y ayudantes técnicos metalmecánicos, los cuales se encargan de realizar el corte y preparación de sobresano

previamente identificado y dimensionado en la inspección API 653. La instalación de los parches se realizará de acuerdo a los requerimientos de la figura 9.13 del STD API 653.

## Figura 21

### INSTALACIÓN DE PARCHES DEL FONDO



*Nota:* Se muestra instalación de parches en el fondo del tanque, Tomada de Inspección, Reparación, alteración y reconstrucción de tanques, Estándar API 653, fig. 9.13.

Se ubica el sobresano en la zona del fondo donde se realizará la reparación, respectivamente marcado con su número de identificación. Adicionalmente, este personal estará encargado de dejar pulido el perímetro. Dicha actividad se deberá realizar durante el día previo a la instalación.

Para la instalación de parches, una vez dispuesta la lámina en sitio. Esta actividad la inicia el pailero y ayudantes técnicos con la preparación de superficie perimetral mediante limpieza mecánica con pulidora plana y disco abrasivo de 7" calibre 1/8", se deja posicionado el parche,

nivelado y punteado para posteriormente continuar esta actividad con el soldador y su ayudante, los cuales finalizan la tarea.

Corte de sobresanos (Dique tanque).

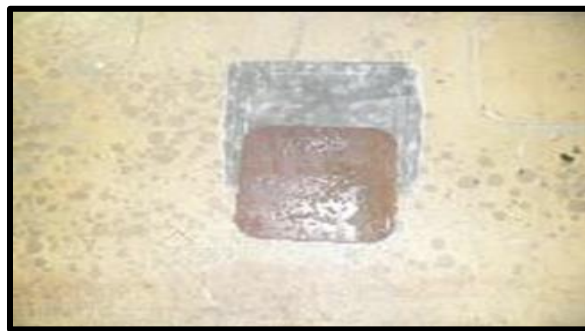
Se realiza el corte del sobresano con proceso de oxicorte o plasma según sea conveniente, con respecto de las dimensiones dadas. El sobresano se identifica según el número de la lámina a que corresponde y un consecutivo. El calibre de la lámina del sobresano debe ser igual al calibre base de la lámina de fondo, con bordes esquinas redondeadas de 2”.

Ubicación de sobresano en sitio

Se enumera el sobresano según parche y lámina de fondo correspondiente, se ubica cerca de la zona a instalar.

## **Figura 22**

*Ubicación del Parche en láminas abrasivas.*



*Nota:* Se muestra la forma de ubicación para parches en láminas de fondos del tanque de almacenamiento, Fuente: Autor.

## Nivelación e instalación de sobresano

Cuando se cuenta con el sobresano en la zona, el pailero realiza la nivelación e instalación de este, de esta forma queda listo para la aplicación de soldadura.

Las áreas a ser cubiertas mediante ‘parcheo’ deben ser previamente limpiadas, para lo cual se realiza una limpieza manual con herramienta mecánica (SSPC SP 3) y posteriormente se aplicará una capa de imprimante, teniendo especial cuidado de no aplicar recubrimiento en la zona de aplicación de la soldadura.

### **Figura 23**

#### *Instalación de Sobresano*



*Nota:* Se muestra la evidencia de la instalación de un sobresano en el fondo del tanque de almacenamiento, Fuente: Autor.

#### Aplicación de soldadura de filete a sobresano

Se aplica soldadura de filete de acuerdo con el procedimiento WPS MAG 06-19 (E 6010 – E 7024).

En el momento que se aplique el primer pase se dejará una zona de 2” sin aplicar de soldadura para obtener la extracción de gases emitidos por la soldadura, finalizado el primero pase, se dará cierre a la ventana dejada inicialmente.

Las juntas soldadas serán en filete, con espesor de más de ¼” el tamaño de la pierna no debe ser menor que una tercera parte del espesor del más delgado de los elementos a unir; pero de ninguna manera menor de 3/16”. Sección 5.1.3.3 del STD API 650. Mínimo se aplicarán dos pases de acuerdo con el STD API 650, sección 5.1.3.6.1.

### **6.10.2 Ensayo Do Destructivo Para Liberación**

Una vez descienda la temperatura de la zona donde se realizó la reparación de soldadura, se debe realizar inspección visual (VT) y ensayo por líquidos penetrantes (PT) y cámara de vacío de acuerdo con el numeral 12.1.7.3 del STD API 653.

Realizar inspección visual a la soldadura aplicada anteriormente de acuerdo al procedimiento PP-END-02

Realizará inspección con líquidos penetrantes a la soldadura, de acuerdo a procedimiento PP – END – 01

Realizar inspección con cámara de vacío a la soldadura aplicada en el parche soldado anteriormente, de acuerdo al procedimiento PP-END-03.

Realizar entrega de informes de ensayos no destructivos realizados por la empresa ejecutora del mantenimiento.

Realizar orden y aseo a las zonas intervenidas por el mantenedor.

Reparación de Pitting y Entallas en el fondo del Tanque

Una vez se realice revisión por parte del inspector API 653 al fondo del tanque, y logre identificar destrozamientos, entallas y áreas corroídas descubiertas durante la inspección, se procede a la reparación del área afectada de acuerdo con los requerimientos de la sección 12.1.7 del STD API 653.

- Realizar limpieza mecánica con pulidora recta y grata metálica de Ø 7", se retira el exceso de material, óxido en la zona, recubrimiento existente y se prepara para aplicar soldadura de relleno.
- Se inicia el relleno de la zona con electrodo E7018 Ø 1/8" WPS MAG No 07 19 OVERLAY pase recto u oscilado, iniciando desde el borde externo hacia el centro, retirando continuamente la escoria con pulidora plana y grata metálica de Ø 7", para evitar incrustaciones de escoria. Se realiza un solo pase.
- Pulir la soldadura de relleno aplicada con pulidora plana y disco abrasivo de Ø 7" x 1/8" hasta obtener una superficie a nivel uniforme en la platina.
- Al descender la temperatura de la zona donde se realizó la reparación de soldadura se debe realizar inspección visual (VT) según el procedimiento PP-END-02 y ensayo por líquidos penetrantes (PT) según procedimiento PP – END – 01 para descartar cualquier tipo de defecto como grietas, poros, destrozamientos y otros. De presentarse defectos se debe reparar y volver a inspeccionar visualmente y mediante líquidos penetrantes. Las inspecciones se realizarán de acuerdo con la sección 12.1.7.3 del STD API 653.

### ***6.10.3 Reparaciones En Techo***

#### Reparaciones de Pitting o Perforación en Techo

Una vez que se cuentan con los permisos aprobados y se verifique todas las condiciones de seguridad, se deben seguir el siguiente procedimiento para garantizar la reparación del respectivo pitting.

- Cuantificar las áreas a reparar, asegurando el trazado y dimensiones de los parches con el apoyo del inspector API 653 de la empresa que está realizando el mantenimiento.
- Realizar corte y preparación de láminas para la instalación de parches en pitting en láminas del techo (esta actividad se ejecuta en un área externa al tanque, dentro del dique).
- El parche a instalar debe ser de ¼” de espesor, no puede ser menor a un Ø de 6” y debe cubrir la totalidad del defecto sobrepasándolo dimensionalmente 2” por cada lado. Cuando el diseño es rectangular se deben redondear los bordes a 2” con una dimensión mínima de 12 x 12”.
- Realizar limpieza mecánica con pulidora disco abrasivo de 7” o 4 1/2”, calibre 1/8”; retirar toda la presencia de pintura, herrumbre, cascarilla, grasa, humedad u otro material contaminante que afecte la soldadura en el área de reparación.
- Posicionar, nivelar y puntear el parche en el área a reparar.
- Aplicar soldadura a filete traslapada de acuerdo con WPS MAG No 03 17. Una vez finalizado el cordón gratear, retirar la escoria y toda suciedad del proceso. Dejar un espacio de 2” para la evacuación de vapores generadas por la soldadura y cuando finalice realizar el respectivo relleno.
- Cuando la temperatura de chapa disminuya a 52 °C o menos se debe realizar inspección visual (VT) según el procedimiento PP-END-02 y ensayo por líquidos penetrantes (PT) según procedimiento PP – END – 01 para descartar cualquier tipo de defecto como grietas, poros, destrozamientos y otros. De presentarse defectos se debe reparar y volver a inspeccionar visualmente y mediante líquidos penetrantes. La inspección de las soldaduras se realizará de acuerdo con 7.3.2.2 y la sección 7.3.8, del STD API 650.

#### **6.10.4 Reparaciones En Cuerpo**

##### **Instalación de Platinas de Acero Inoxidable para Puestas a Tierra**

- Preparar y solicitar permiso de trabajo a la autoridad de área.
- Revisar las herramientas a usar y diligenciar el correspondiente pre-operacional.
- Trasladar las herramientas y realizar la conexión de equipos en el área.
- Reemplazar las conexiones existentes de puesta a tierra en el cuerpo del tanque por las indicadas en la Figura 5.23 del API 650. Se instalarán mínimo 4 lugs igualmente espaciados, en el cuerpo del tanque, con una distancia máxima de 30 m. de acuerdo con la sección 5.8.11.3 del STD API 650.
- Fabricar las puestas a tierra con lámina de acero inoxidable auténtico con sus respectivas abrazaderas para cambiar la conexión. Esta lámina no se pintará y la conexión del cable de puesta a tierra a la oreja de la lámina instalada será pernada.
- Trazar cada una de las platinas y realizar el corte con pulidora, puliendo las huellas dejadas por el corte.
- Aplicar soldadura de acuerdo con el procedimiento calificado WPS MAG No 04-19. Realizar inspección visual (VT) a la soldadura aplicada anteriormente de acuerdo con el procedimiento PP-END-02 y ensayo por líquidos penetrantes (PT) según procedimiento PP-END-01
- Tomar mediciones de puesta tierra en cada uno de los lug. Se debe cumplir con la norma RETIE
- Se retiran equipos y herramientas del área y deja en adecuadas condiciones de orden y aseo.



- Verificación de las condiciones de seguridad del área e implementar las medidas necesarias para corregir cualquier situación potencial de riesgo que pueda infectar la integridad física de las personas, equipos, medio ambiente y estructuras aledañas a la intervención del tanque.
- Cada vez que se inicia la actividad se deberá verificar el área en compañía del ejecutor y el emisor con el fin de garantizar un entorno seguro en el trabajo.
- Se debe realizar el pre operacional de todos los equipos a utilizar, con el fin de que estos garanticen la realización segura de la actividad.
- Se debe inspeccionar que todo el personal cuente con las certificaciones y calificaciones requeridas para realizar la actividad.
- Realizar inspección de las superficies a recubrir antes de que inicie la preparación de la superficie. De igual forma, se hará extensiva esta inspección antes de la aplicación del recubrimiento con el fin de detectar zonas de difícil acceso, para determinar el método de preparación o recubrimiento a aplicar.
- Calidad del aire a utilizar mediante la prueba “blotter” de acuerdo con procedimiento establecido en el estándar ASTM D-4285.
- Se removerán los depósitos visibles de aceite, grasa u otros contaminantes de acuerdo con el procedimiento establecido en SSPC-SP1.
- Remover imperfecciones superficiales como laminaciones, aletas filosas, bordes filosos, salpicadura de soldadura, escoria fundida, rebabas, socavaciones y cualquier otra irregularidad que afecte el cubrimiento total de la superficie, mediante los procedimientos establecidos en los estándares SSPC-SP2 y SSPC-SP3.

Descripción del proceso de aplicación de recubrimientos en el interior y exterior del tanque:  
La limpieza con chorro abrasivo consiste en la eliminación de contaminantes, aprovechando la fuerza destructiva del impacto contra la superficie de una partícula disparada a alta velocidad desde una boquilla diseñada especialmente para aprovechar el impulso de aire comprimido.

El material abrasivo es conducido a través de una manguera reforzada, desde el recipiente o tolva, por una corriente de aire proveniente de una fuente compresora con capacidad para mantener de forma constante la presión de salida superior a 100 psi, y que genera una fuerza de empuje sobre el operador que sostiene la manguera. El impacto entre las partículas y la superficie a una distancia entre uno (1) y dos (2) pies genera la creación de rugosidad y remoción de contaminantes simultáneamente.

Las actividades durante la preparación de superficie con granallado y posterior aplicación de recubrimiento en el Tanque normalmente se deben realizar de forma manual.

Preparación de superficies en el interior y exterior del tanque: La granalla utilizada será de tipo acerada y sintética (silicato de aluminio) que permite su reutilización hasta 3 o 4 golpes, realizando la recolección de manera manual y se empacará todo el material abrasivo utilizado en maletas y/o estopas, se ubicarán sobre estibas o superficie diferente al suelo, con el fin de que no haya transferencia de humedad hacia el material abrasivo recolectado, luego se dispondrá el material abrasivo nuevamente en las tolvas para ser utilizada nuevamente, este paso se ejecutará las veces que sea suficiente hasta que el silicato de aluminio no presente una granulometría óptima para su uso; se debe obtener un grado de limpieza SSPC-SP 5 en todas las áreas intervenidas con material abrasivo.

Cuerpo externo: se realizará de manera manual con la ayuda de andamios colgantes y chorros abrasivos, para esta actividad se debe asegurar que el personal se encuentre conectado a la línea de vida retráctil instalada para la ejecución de esta misma.

Para iniciar con el granallado se debe colocar la boquilla a una distancia entre 1 a 2 pies de distancia de la superficie del objeto.

El recorrido del granallado se debe realizar subiendo y bajando los andamios colgantes, una vez terminada la línea o área se procede a desplazar horizontalmente el andamio para continuar con la limpieza en la siguiente línea o área del tanque, hasta completar el 100% de la superficie. Para garantizar la calidad y uso del material particulado se debe garantizar la instalación de una barrera de contención con el fin de ser retenido para reutilizarlo nuevamente.

Cuerpo, techo y accesorios internos del tanque: se debe realizar de forma manual con la ayuda de andamios móviles y chorros abrasivos manuales, posicionando los granalladores en el interior del andamio y así mismo iniciando con el granallado colocando la boquilla a una distancia entre 1 a 2 pies de distancia de la superficie objetivo. Una vez se termine de preparar la superficie sobre el andamio, se procede a descender y realizar el desplazamiento de este para empezar a granallar un área nueva a intervenir.

Fondo del tanque: se realiza de forma manual con ayuda de chorros abrasivos, se realiza iniciando con el granallado colocando la boquilla a una distancia entre 1 a 2 pies de distancia de la superficie objetivo; se realizará todo el recorrido de granallado realizando un barrido del fondo hasta completar el 100% de la superficie.

Aplicación del recubrimiento en el tanque: La aplicación de recubrimientos se llevará a cabo utilizando el método de aplicación con equipos de operación sin aire “airless”, que están diseñados especialmente para manejar fluidos aplicando una relación de compresión 70:1. La presión de entrada oscilará entre 40 y 90 psi. A una distancia aproximada entre 1 y 2 pies, el pintor accionará la pistola que genera un abanico de solo pintura, que es depositada suavemente sobre la superficie a ser protegida y/o limpiada.

Desde el andamio colgante: Para la aplicación del recubrimiento se utilizará el andamio colgante (bamba neumática o eléctrica) para el cuerpo externo del tanque y el personal que se encuentra operando en el andamio colgante, deberá ir conectado a la línea de vida retráctil y con sus elementos de protección personal contra caídas.

### **Figura 25**

#### *Recubrimiento Sand Blasting*



Nota: Se muestra el procedimiento de recubrimiento (Sand Blasting) desde un andamio colgante.

Fuente: Autor.

Desde andamio multidireccional o móvil: Para la aplicación del recubrimiento se utilizará el andamio y el personal que se encuentre operando en el andamio deberá estar conectado a un punto de anclaje y con sus elementos de protección personal contra caídas. El andamio será desplazado al interior de tanque para llegar a las áreas necesarias para aplicar el recubrimiento.

Reparaciones de pintura: Todas las zonas o áreas donde el sistema de recubrimiento se vea afectado por quemaduras causadas por trabajos de soldadura, rayones, golpes, pruebas de adherencia u otro defecto logia que afecte su presentación final, deberá ser reparada en su totalidad hasta eliminar las capas afectadas en un perímetro adicional de 2” a su alrededor. De ser necesario se volverá a realizar el proceso completo, incluida la preparación de superficie según los estándares SSPC-SP2 Y SSPC-SP3.

Medidas de control y aseguramiento de calidad de pintura del tanque de almacenamiento: como control y aseguramiento en general se debe contemplar:

- Realizar pruebas y ensayos necesarios al sistema de recubrimiento aplicado.
- El proveedor de calidad verificará la superficie de pintura para la liberación del tanque y comprobar el buen uso de los productos.
- En general, para evitar inconvenientes de las especificaciones técnicas de la pintura, se utilizarán de un solo fabricante.
- Al finalizar la obra o el mantenimiento del tanque se debe presentar una carta de conformidad y garantía de sistema de recubrimientos aplicado, emitida por el fabricante conforma al cumplimiento de los requisitos de calidad durante la realización del mantenimiento.

Medición del perfil de anclaje: La medición del perfil de anclaje de la superficie tratada con chorro abrasivo se registra 2 veces por día producido, de acuerdo con el método estandarizado en NACE RP-0287/ASTM D-4417.

Mediante esta técnica se calca la rugosidad de la superficie presionando la cinta “Testex Press-O-Film, HT X-Coarse” contra el sustrato base y una vez retirada se mide la altura de la deformación con el uso de un micrómetro digital o análogo, se debe garantizar un perfil de anclaje entre 3 y 4 mils.

Medición de espesor de película seca: Este control se realizará de forma diaria a la película de imprimación y finalizada la capa de acabado, siguiendo el procedimiento establecido en SSPC-PA2, teniendo en cuenta los espesores establecidos en las especificaciones.

Ninguna lectura será menor al 100% del mínimo espesor de película seca especificado. Si durante la medición del espesor de los 10 m<sup>2</sup>, una de las lecturas del spot de medida está por debajo del mínimo especificado, pero el promedio de cada uno de los spots cumple con el mínimo especificado, se dará por aceptada el área. Si durante la medición del espesor de los 10 m<sup>2</sup>, el promedio de los spots de medida no deberá estar por debajo del 100% del espesor seco especificado, el área se dará por no aceptada.

Para superficies que no excedan los 30 m<sup>2</sup>, se toman 10m<sup>2</sup> y deberán ser medidos realizando cinco (5) spots de lecturas de forma aleatoria.

Para superficies que no excedan los 100 m<sup>2</sup>, se toman tres áreas aleatorias de 10m<sup>2</sup>, deberán ser medidos realizando cinco (5) spots de lecturas de forma aleatoria en cada área seleccionada, total de 15 spots para 100 m<sup>2</sup>. Para superficies que excedan los 100 m<sup>2</sup>, los primeros 100 m<sup>2</sup>

deberán ser medidos como se indica en el párrafo anterior y por cada 100 m<sup>2</sup> adicionales se medirán 10 m<sup>2</sup>.

Medición de adherencia: Este control se realizará una vez haya polimerizado completamente cada una de las capas aplicadas. El seguimiento de esta prueba se realizará sobre el sustrato base de la siguiente forma: el mínimo nivel de adherencia permisible será determinado por la especificación del proyecto, sin embargo, este no deberá ser inferior a 1200 psi para áreas interiores y 1000 psi para áreas exteriores.

En caso de que alguna lectura de adherencia no cumpla con nivel especificado, se realizarán más pruebas y se identificará la zona para ser reparada.

Discontinuidad de la película de recubrimiento: Finalizada la aplicación de acabado en cada una de las áreas, se realizará este control en un 100% a los cordones de soldadura del área interior y exterior, siguiendo el procedimiento establecido en ASTM D5162. Para recubrimientos que sean aplicados a un espesor en película seca hasta 20,0 mils, se utilizará el método de esponja húmeda, de la siguiente forma:

- Para recubrimientos aplicados a un espesor de película seca menor a 6,0 mils, se utilizará un potencial de prueba de 9,0 voltios.
- Para recubrimientos aplicados a un espesor de película seca menor entre 6,0 mils y 12,0 mils, se utilizará un potencial de prueba de 67,0 voltios.
- Para recubrimientos aplicados a un espesor de película seca mayores a 12,0 mils y hasta 20,0 mils, se utilizará un potencial de prueba de 90,0 voltios.

Las zonas que presenten discontinuidad de recubrimiento y sean revelados durante esta prueba, serán reparados inmediatamente y probados nuevamente una vez haya polimerizado el recubrimiento de reparación.

Identificación y marcación del tanque y tuberías anexas: Todas las demarcaciones deben hacerse pintadas sobre la superficie de la lámina con pintura. No se aceptará el uso de adhesivos con la demarcación.

Para la marcación de información adicional en el manhole después de tener el tanque cerrado se deberán tener lo siguiente:

- Número de Tanque y Capacidad Nominal
- Lavado (Año)
- Inspeccionado (Año)
- Pintado (Año)
- Aforo (Año)
- Aviso preventivo acceso al tanque (Fecha).

#### **6.11 INSPECCIÓN SISTEMA PROTECCIÓN CATÓDICA DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Para la inspección de sistemas de protección catódica por corriente impresa y la toma de potenciales “ON- OFF” de polarización del fondo externo del tanque, se deben llevar a cabo los siguientes pasos:

En el rectificador se abrirá el gabinete con precaución por la posible presencia de riesgos biológicos (abejas, avispas, insectos o reptiles comunes en espacios con poca iluminación.) y se efectuará la inspección visual de los componentes de la siguiente manera:

- Inspección visual directa registrando los valores en operación de corriente, voltaje DC y horometro (si aplica), tomados directamente de los relojes del equipo.
- Con una pinza amperimétrica tomar registro de corriente DC y corriente AC de operación del equipo.
- Con un multímetro, tomar los registros del voltaje AC de entrada al equipo, voltaje DC o de salida del equipo, voltaje en la escala de mili-voltios del valor de la resistencia SHUNT y el valor de la frecuencia registrada en la entrada y salida del equipo.
- Posiciones de los Taps fino y grueso.
- Apagar el rectificador
- Inspección mecánica del estado de conectores, regleta de finos y gruesos, shunt, pararrayos DC, pararrayos AC, transformador, bobinas de choque, puente diodos, diodos, tarjetas, cableado, fusibles y cabina.

Los rectificadores de protección catódica típicos no tienen partes móviles diferentes a las que indican las magnitudes de operación en los medidores; por lo tanto, el mantenimiento es, en gran parte, de naturaleza preventiva. Hay que tener presente ante todo tres condiciones que afectarán la vida útil del rectificador para protección catódica:

- Temperatura excesiva de sus componentes.
- Sobre-voltajes y descargas eléctricas atmosféricas.

- Corriente excesiva de salida.

El mantenimiento preventivo puede ser la mejor herramienta contra la falla del rectificador debida a las excesivas temperaturas. Se deben implementar inspecciones frecuentes para detectar bloqueos en las ventilas o detectar calor provocado por la acción de personas ajenas al sistema de protección catódica. Un reajuste periódico de las conexiones es un buen seguro contra futuros problemas.

Balance: El objeto del balance del sistema de protección catódica es el de optimizar la esfera de influencia de la cama anódica que componen el SPC que protege el fondo del tanque.

Se instalará un Interruptor de corriente sincronizado por GPS, interrumpiendo en su orden cualquiera de los siguientes cables:

- Cable de alimentación de la cama anódica (positivo).
- Cable de retorno de la tubería (negativo).
- Taps del rectificador

Para efectuar el balance del sistema se deben medir y registrar las siguientes condiciones de operación del rectificador:

- Voltaje y Corriente de entrada.
- Voltaje y Corriente de salida Posición de los TAPS.
- Potencial ON en la Estación de Prueba.

Con base en esta información se determina si estas condiciones operativas de la cama anódica son las óptimas para iniciar el balance, seguidamente se instalan un Interruptor Sincronizado GPS, interrumpiendo en un ciclo de 4 s ON y OFF.

Con la cama anódica ciclando, se toman las medidas de Potencial “ON”, Potencial “OFF” en las celdas de referencia permanentes ubicadas en la estación de prueba y en 8 puntos equidistantes alrededor del tanque. (Se deben marcar los puntos en la pestaña del tanque TQ-0502 con pintura, para tenerlas de referencia). Verificar que sus valores se encuentren dentro del rango de -850 a –1200 mV tanto en “ON” como en “OFF”. Una vez este valor se ha alcanzado, se considera que el Sistema se encuentra dentro los rangos óptimos de operación y por consiguiente se considera que componente del sistema de protección catódica se encuentra Balanceado.

Los potenciales de protección catódica deben ser tomados teniendo en cuenta la siguiente configuración.

Verificar que los valores de potenciales de polarización (Potencial OFF) se encuentren dentro de algunos de los criterios de la norma NACE RP0193-2001:

- Para satisfacer el segundo criterio de la norma, el potencial de polarización o potencial OFF debe ser más negativo de  $-850\text{ mVCSE}$ .
- Para satisfacer el tercer criterio de la norma se observa la formación o el decaimiento de la polarización.

Para poder analizar el cumplimiento del tercer criterio es necesario observar la polarización de la estructura por medio del potencial OFF. Para esto se registra el potencial OFF inicial, se apaga el equipo aproximadamente por 24 horas y de nuevo se registra el potencial en la celda de

referencia. Si la diferencia entre los potenciales es mayor a 100 mV, se considera que la estructura cumple con el tercer criterio de la norma NACE RP0193-2001.

En caso de no obtener el cumplimiento de ninguno de los criterios, es necesario aumentar la corriente de protección catódica por medio de la configuración de los TAPS, cambiando de posición inicialmente los TAPS finos de uno en uno hasta conseguir la corriente que satisfaga alguno de los criterios. (Una vez se realice el cambio de la configuración de los TAPS se debe tener en cuenta por lo menos 24 horas para registrar de nuevo los valores del equipo y de potenciales de PC).

En caso de que el fondo del tanque presente la aplicación de algún tipo de recubrimiento, se debe limitar el potencial OFF a valores más positivos de  $-1200 \text{ mVCSE}$ .

Es necesario tener en cuenta las recomendaciones de las normas ISO 15589-1 y NACE SP0169-2013, las cuales presentan casos especiales en condiciones de altas temperaturas sobre la estructura.

Finalmente, una vez obtenido el cumplimiento de los estándares internacionales, se da paso al retiro del interruptor y a realizar de nuevo las conexiones necesarias para que el equipo quede operando en óptimas condiciones.

Después se evaluarán las juntas de aislamiento eléctrico en bridas que se encuentren instaladas en las conexiones del tanque, y se determina la efectividad y eficiencia de cada junta de aislamiento realizando las siguientes medidas:

- Potenciales de Polarización en ambos lados del elemento aislante.
- Inyección de una señal de radiofrecuencia utilizando el equipo RF/IT.
- Midiendo la resistencia eléctrica entre los lados del elemento aislante.

En los rectificadores se manejan voltajes elevados que pueden ser un riesgo potencial si no se cuenta con personal calificado y si no se toman las siguientes medidas de seguridad:

- Los trabajos de mantenimiento en los rectificadores los debe adelantar personal calificado, un ingeniero o técnico.
- Recopilar información técnica de operación del rectificador a inspeccionar (voltaje nominal, corriente nominal, configuración actual, lectura de medidores, horómetros y contador).
- Utilizar los elementos de protección personal (casco, guantes y botas dieléctricas) y verificar la ausencia de objetos metálicos en el personal que va a desarrollar la actividad (Anillos, cadenas, cinturones y otros accesorios metálicos).
- Antes de iniciar los trabajos de inspección o mantenimiento se debe verificar la ausencia de tensión en el encerramiento del rectificador mediante un detector de tensión o midiendo la diferencia de voltaje AC/DC entre la estructura y el suelo mediante una celda de referencia portátil de cobre sulfato de cobre y un multímetro. Si hay evidencia de tensión en el encerramiento, este hecho se debe comunicar a la autoridad aislante correspondiente para proceder a des-energizar el equipo y realizar el bloqueo y tarjeteo de este. (Se debe buscar la falla que produce la presencia de tensión en el encerramiento).

- Para realizar el mantenimiento de un equipo rectificador, y antes de iniciar la labor, se debe desenergizar, mediante el interruptor AC (breaker), de modo que no haya presencia de tensión en el sistema. Realizar procedimiento SAES propio.
- Aun cuando se halla desenergizado el equipo mediante el breaker se deberá verificar mediante el empleo del multímetro la ausencia de tensión antes de proceder y los conductores se deben conectar a la puesta a tierra del equipo.
- Cuando se trabaje con equipo energizado, utilice botas de seguridad con suela dieléctrica y si es posible, trabaje con ambos pies ubicados en un mismo punto.
- Ubique los sitios del rectificador donde puedan existir voltajes peligrosos para no tener contacto físico con ellos y/o a través de las herramientas.

#### **6.12 PRUEBA HIDROSTÁTICA DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

Esta etapa consiste en evaluar la pared del tanque, el estado de formaciones y distorsiones de todo el cuerpo de la estructura, para este caso es necesario llenar el tanque en cuatro fases: la primera fase se llena a un 25% o 1/4, la segunda etapa a un volumen del 50% o 1/2, la tercera parte un 75% o 3/4 del volumen llenado y por último el volumen de agua del 100%.

En la primera fase, antes del llenado se realiza toma de asentamientos de fondo y cuerpo del tanque; una vez completado el llenado del primer cuarto de la altura de la prueba, se suspende el llenado por seis horas mínimo para luego tomar las lecturas de asentamiento (Con una tolerancia de acuerdo al STD API 650 7.3.7.6 DE 13 mm por 10 m o un asentamiento uniforme de 50 mm). Para el caso en que el asentamiento sobrepase, dichos valores serán reportado al cliente o dueño del activo.

Se puede continuar con el llenado de la siguiente etapa, si se detectan asentamientos diferenciales menores a 13 mm por cada 10 metros de longitud circunferencial o si se encuentra un asentamiento uniforme menor a 50 mm en la circunferencia. Caso contrario, se debe informar y suspender el llenado y proceder a adoptar las siguientes medidas

- Suspender definitivamente la prueba.
- Analizar y evaluar las razones por parte de las especialistas civiles y mecánicos de las variaciones de asentamientos mencionadas anteriormente.

En la segunda fase se llena el tanque hasta un 50% de su volumen, una vez completado el volumen se suspende el llenado por seis horas mínimo para luego tomar las lecturas de asentamientos (Con una tolerancia de acuerdo con el STD API 650 7.3.7.5 DE 13 mm por 10 m de circunferencia o un asentamiento uniforme de 50 mm).

Se puede continuar con el llenado de la siguiente fase, si se detectan asentamientos diferenciales menores a 13 mm por cada 10 metros de longitud circunferencial o si se encuentra un asentamiento uniforme menor a 50 mm en la circunferencia. Caso contrario se debe suspender el llenado del tanque y adoptar y evaluar las razones con los especialistas encargados que fenómenos se entran presentando y no esta cumplimiento con los parámetros de la prueba de asentamiento.

Para la tercera fase se llena el tanque a un 75% de su volumen, una vez cumplido se suspende el llenado por seis horas mínimo para tomar las lecturas de asentamientos (Con una tolerancia de acuerdo con el STD API 650 7.3.7.5 DE 13 mm por 10 m o un asentamiento uniforme de 50 mm). Caso contrario, se debe suspender el llenado del tanque y adoptar y evaluar las razones con los

especialistas encargados que fenómenos se entran presentando y no está cumplimiento con los parámetros de la prueba de asentamiento.

Para la cuarta fase, una vez completado el 100% del volumen de llenado del tanque, se suspende el llenado por un periodo de sostenimiento de 24 horas para luego tomar las lecturas finales de asentamiento. Una vez desocupado el tanque se procede a tomar las lecturas de asentamiento con el tanque vacío tanto del cuerpo como el fondo.

Inspección:

- Durante el proceso de llenado y permanencia del equipo lleno, continuamente el personal de calidad coordinará las mediciones de la estanqueidad del tanque.
- En el caso de detectarse fugas en el cuerpo, se efectuarán las reparaciones de conformidad con el numeral 7.4 del API 650. En el caso de presentarse fugas en el fondo se intervendrá de conformidad con el STD API 650, 7.4.2. Y fugas entre la unión casco fondo se intervendrá de conformidad con el STD API 650, 7.4.3.
- Poros o grietas menores que ocasionen goteo: Cuando se detecte este tipo de falla se marca debidamente localizando su posición exacta y se continúa la prueba hasta su finalización. Una vez vaciado el tanque se efectúa la reparación del caso y se hace inspección con tintas penetrantes a la zona reparada.
- Poros o grietas mayores: Cuando se detecte este tipo de defecto se vacía el tanque hasta un pie por debajo de la falla localizada; se procede a la reparación y se hace inspección con tintas penetrantes a la zona reparada y se continúa con la prueba normalmente.

- Durante todas las etapas de llenado se realizarán inspecciones visuales de los cordones de soldadura, de la superficie de la pared del tanque, refuerzos de boquillas (testigo) y determinar posibles filtraciones de agua, de presentarse fugas, estas deben ser consignadas en un reporte de inspección.

### **6.13 CONTROL DE ASENTAMIENTO**

Los asentamientos del tanque se deben determinar mediante la lectura de los puntos de medición establecidos en este procedimiento (cada 45°), y al código API 650 numeral 7.3.7.5.

Se deben hacer lecturas de niveles sobre los puntos de medida después del mantenimiento y antes del inicio de la prueba estanqueidad, estando el equipo vacío. La frecuencia de la lectura se hace teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- La primera medición se hará antes de iniciarse la prueba estanqueidad (Tanque vacío).
- La segunda medición se hará a una altura aproximada a  $\frac{1}{4}$  de la altura de llenado.
- La tercera medición se hará a una altura aproximada de  $\frac{1}{2}$  de la altura de llenado.
- La cuarta medición se hará a una altura aproximada de  $\frac{3}{4}$  de la altura de llenado.
- La Quinta medición se hará a una altura aproximada a la altura de llenado, medición realizada 24 horas después del llenado del tanque.
- La sexta medida se hará una vez se haya vaciado totalmente el tanque. Este tiempo de sostenimiento puede incrementar de acuerdo al STD API 650 7.3.7.5 Ítem 5.

\*Rango  $\approx$  +/- 600 mm sobre el nivel indicado.

**6.14 PERIODICIDAD Y FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO A TANQUES DE ALMACENAMIENTO.**

<b>ALCANCE Y FRECUENCIA DE ACTIVIDADES DE INSPECCION Y MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS</b>										
<b>ACTIVIDADES DE EVALUACION VISUAL</b>	<b>FRECUENCIA</b>									
	<b>D</b>	<b>S</b>	<b>L</b>	<b>M</b>	<b>B</b>	<b>T</b>	<b>C</b>	<b>X</b>	<b>A</b>	<b>Q</b>
Inspección y evaluación del techo										X
Inspección y evaluación del cuerpo										X
Inspección y evaluación del Fondo										X
Inspección y evaluación de fundación civil de las bases										X
Evaluación del sistema de recubrimiento										X
Evaluación del sistema de protección catódica										X
Medición de aislamiento eléctrico del tanque										X
Medición del sistema de puesta a tierra										X
Medición de Resistividad del suelo										X
<b>OPERACIONES DE INSPECCION Y PRUEBAS</b>										
	<b>FRECUENCIA</b>									
	<b>D</b>	<b>S</b>	<b>L</b>	<b>M</b>	<b>B</b>	<b>T</b>	<b>C</b>	<b>X</b>	<b>A</b>	<b>Q</b>
Inspección visual de sumideros			X					X		
Inspección de drenajes			X							
Inspección de techo			X							
Inspección de escaleras, plataformas y pasamanos			X							
Inspección de Boquillas de entrada y salida			X							
Inspección de cuerpo						X				
Inspección y calibración de válvulas de presión y vacío								X		
Evaluación del sistema de control de Corrosión								X		

Evaluación del sistema de drenaje del techo										X									
Inspección y prueba a LSL-2111 Switch de Bajo Nivel										X									
Inspección y prueba a LSH-2110 Switch De Alto Nivel										X									
Inspección y prueba a LIT-2102 Transmisor indicador de nivel										X									
Inspección y prueba de TIT-2105 Transmisor indicador de temperatura										X									
Inspección y Prueba de SDV-2101 Válvula De Shutdown										X									
Revisión de Gear Box y cambio de grasa de SDV-2101 Válvula De Shutdown											X								
Inspección y Prueba de SDV-2103 Válvula De Shutdown										X									
Revisión de Gear Box y cambio de grasa de SDV-2103 Válvula De Shutdown											X								
<b>ACTIVIDADES DE MEDICION Y ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS</b>																			
										<b>FRECUENCIA</b>									
										<b>D</b>	<b>S</b>	<b>L</b>	<b>M</b>	<b>B</b>	<b>T</b>	<b>C</b>	<b>X</b>	<b>A</b>	<b>Q</b>
Toma de espesores en láminas del techo												X							
Toma de espesores en láminas del fondo													X						
Medición de redondez del tanque																			X
Medición de verticalidad del tanque																			X
Medición de asentamiento interno del fondo																			X
Leyenda:																			
D= Diario; S= Semanal; L= Quincenal; M= Mensual; B= Bimensual; T= Trimestral; C= Cuatrimestral; X= Semestral; A= Anual; Q= Quinquenal.																			

En el cuadro anterior se muestra la periodicidad y frecuencia de mantenimientos según información encontrada, y mantenimientos realizados a tanques similares en la estación y estaciones de la misma compañía.

## **7. SEGUIMIENTO Y CONTROL**

Como siguiente y control de actividades, se generan garantías del cumplimiento de las actividades y objetivos propuestos dentro de la planificación del mantenimiento mayor. Como medida de control existen métodos que logran a través de los seguimientos y análisis dar trazabilidad y ajustar en la toma de decisiones sin impactar relevantemente, los cronogramas, costos, y demás conceptos que se puedan ver afectados por un seguimiento deficiente.

En la experiencia interna de todo proceso que se lleva a cabo como proyectos o planificaciones a largo plazo, se plantean estrategias para el seguimiento y control como un fundamento de toda actividad planificada, ejemplos claros como los ciclos PHVA, como seguimientos básicos y ya otras metodologías que pueden ser implantadas en los procesos industriales. Así como lo explica (DUFFUAA S. O., 2000) al tener un sistema acertado en la calidad de los mantenimientos, podemos asegurar que los servicios prestados por las áreas de mantenimiento a la operación de cualquier planta garantiza reparación de alta calidad, y estándares de cumplimiento muy exactos, una máxima disponibilidad, garantizando la vida útil de los equipos que se propone y unas tasas de eficiencia en la producción de los diferentes procesos.

### **7.1 SEGUIMIENTO DE ACTIVIDADES**

Dentro de las actividades que se planifican en un mantenimiento mayor existe un seguimiento de las mismas para obtener los resultados propuestos o el cumplimiento de los objetivos, desglosado por los PDT, así cada área podrá llevar a cabo el control de las actividades, su planificación y la ejecución real, obteniendo desviaciones al instante y lograr tomar decisiones

para disminución de riesgos identificados dentro de los procesos, se recomienda el control sobre una plantilla “Seguimiento de actividades de mantenimiento Mayor” por áreas específicas teniendo en cuenta que el seguimiento debe ser diariamente para la toma de decisiones rápidamente sin impactar el desarrollo y cumplimiento de lo planeado. (Anexo A)

## **7.2 ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE DESVIACIONES.**

Como siguiente de las actividades se deriva o se identifican las desviaciones que incluso se presentan desde la planificación. Como punto de atención se realiza el siguiente de las mismas y el cierre o solucionan tanto en las etapas de planificación como en las etapas de ejecución.

Teniendo como importación el paso anterior del seguimiento de actividades y la identificación de actividades, se deben tratar y realizar las soluciones pertinentes para disminuir los cuellos de botella o acumulación de inconsistencias y desviaciones, causando dentro de la ejecución retrasos o afectación más graves que generan riesgos de continuación o detención de las paradas por negligencias.

## **7.3 AVANCES Y CONTROL DE EJECUCIÓN MEDIANTE LA CURVA S**

Como método común y facilidad de seguimientos y lectura rápida de resultados, se implementa la “CURVA S” evaluando los avances reales como se citaba anteriormente desde la planificación y con más importación en la ejecución, esta curva se utiliza para distintos procesos en donde se puede comparar siempre lo planeado con lo ejecutado y la desviación en tiempos, rendimiento o costos, fáciles de interpretar y analizar las desviaciones encontradas en los seguimientos de los indicadores que se obtengan de la planeación.

Esta curva se elabora partiendo del plan detallado de trabajo, según la actividad programada, tiempo de ejecución y costos por áreas que intervienen, teniendo un seguimiento en tiempos reales y acertados, de allí la importancia de obtener datos verídicos al momento de alimentar el proceso de construcción de la curva “S” (Anexo 3).

## **8. CONCLUSIONES.**

Se elabora un plan de mantenimiento mayor preventivo a los tanques de almacenamiento, la las estaciones de rebombeo teniendo una estrategia secuencial del mantenimiento que son la planeación, alistamiento de equipos y área de trabajo, sistema de aislamiento seguro SAS y SAES, descontaminación, inspección, reparación y recubrimiento del tanque; permitiendo al aliado y/o mantenedor ejecute de forma fácil, sin contratiempos y de forma segura el mantenimiento del equipo con el fin de mantener las condiciones seguras, reducción de reparación y bajos costos del mantenimiento del tanque de almacenamiento.

Se realiza la respectiva revisión a los equipos auxiliares que están conectados al tanque de almacenamiento, verificando su tiempo operativo y mantenimiento con el fin de reducir el mantenimiento correctivo de estos equipos, representando una reducción de costos y aumento de disponibilidad de vida del equipo auxiliar conectado al tanque de relevo.

Se realiza la recopilación de antecedentes e información necesaria sobre gestión de mantenimiento mayor en diferentes plantas e industrias, tomando como base la planeación, ejecución, seguimiento y control.

Basados en las experiencias personales, se realiza la adecuación de gestión de costos, planificación, y gestión de adquisiciones o requerimientos a las áreas correspondientes, teniendo en cuenta que los temas abarcan muchas más estrategias que pueden ser implementadas según las necesidades o intereses de los grupos de interés.

Desde el ámbito de la planeación de un mantenimiento mayor se llega a la conclusión que la planificación juega un papel muy importante y por eso se recomienda empezar mínimo con 8 a 12 meses antes de cada mantenimiento mayor, tomando como referencia experiencias anteriores y basado en estrategias de mejora en la socialización de cierres anteriores.

Se encuentran un sin número de estrategias para la planificación y gestión de Mantenimiento preventivos mayores o paradas de plantas, las cuales son aplicables a las diferentes industrias que nos rodean, por esta razón cada plan o cada ejecución siempre debe tener actualización y mejoras continuas para la disminución de tiempos a la hora de la ejecución del Mantenimiento mayor.

## BIBLIOGRAFÍA

(s.f.).

Aguillada Vallejo, Marcela; Soria, Juan Carlos;. (2020). ESTUDIO PARA CONOCER LOS POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES Y VULNERABILIDAD RELACIONADOS CON LAS SUSTANCIAS QUIMICAS Y TRATAMIENTO DE DESECHOS PELIGROSOS EN EL SECTOR PRODUCTIVO DEL ECUADOR. *ESTUDIO DE POTENCIAL DE IMPACTOS*. GUAYAQUIL, ECUADOR.

Amendola, L. (s.f.). *Academia*. Obtenido de [https://www.academia.edu/9781135/Estrategias\\_de\\_Mantenimiento\\_Mayor\\_OVERHAUL](https://www.academia.edu/9781135/Estrategias_de_Mantenimiento_Mayor_OVERHAUL)

AMENDOLA, L. (s.f.). TIPS PARA LA GESTION DE PARADAS DE PLANTAS EN MANTENIMIENTO. Valencia, España.

American Petroleum Institute. (Noviembre de 2005). API 653 Inspeccion, Reparacion, Alteracion y Reconstruccion de Tanques. Washington, Estados Unidos .

ASOCIADOS, D. &. (2017). *DOCUMENTO COMPILADO DIAGNOSTICO Y PROPUESTAS METODOLOGICAS*. Colombia.

Cruz Sanabria, &. C. (2020). MODELO PARA EL MANTENIMIENTO MAYOR AMINA CPF CUSIANA GERENCIA PIEDEMONTE. BUCARAMANGA, SANTANDER, COLOMBIA.

DUFFUAA, S. O. (2000). *SISTEMAS DE MANTENIMIENTO: PLANEACION Y CONTROL*. MEXICO: LIMUSA.

DUFFUAA, S., RAOUF, A., & CAMPBELL, J. D. (1995). *SISTEMAS DE MANTENIMIENTO PLANEACION Y CONTROL*. Mexico: LIMUSA WILEY.

Duran Mantilla, J. (2019). Modelo de gestion para la ejecucion de mantenimiento mayores a compresores de gas reciprocantes en plantas de refinacion y petroquimicas. *Monografia*, 39. Bucaramanga, colombia.

DURAN MANTILLA, J. M. (2019). MODELO DE GESTION PARA LA EJECUCION DE MANTENIMIENTOS MAYORES A COMPRESORES DE GAS RECIPROCANTES EN PLANTAS DE REFINACION Y PETROQUIMICAS. Bucaramanga, Santander, Colombia.

ENERGIA, C. N. (Junio de 2015). Anexo Tecnico: Programa de mantenimiento Preventivo Mayor. Chile. Obtenido de [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Programa-de-Mantenimiento-Preventivo-Mayor.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Programa-de-Mantenimiento-Preventivo-Mayor.pdf)

HERNANDEZ OSPINA, F., & OROZCO RAMIREZ , L. (2016). MODELO DE GESTION PARA CONTROLAR EL MANTENIMIENTO DE LA INSTRUMENTACION DE LAS PARADAS DE PLANTA CASO ESTUDIO PARADA DE UOPI-2016. BUCARAMANGA.

INDUSTRIAL, E. C. (Octubre de 2020). *EL CONTROL INDUSTRIAL*. Obtenido de <https://elcontrolindustrial.blogspot.com/2018/10/tipos-de-tanques-de-almacenamiento.html>

LA TORRE VESGA, A. F., & VILLEGAS CONTRERAS, E. (2016). METODOLOGIA PARA LA PLANEACION, EJECUCION Y CIERRE DE MANTENIMIENTOS MAYORES EN

- EQUIPOS DEL AREA DE INGENIERIA Y SERVICIOS DE LA CERVECERIA BAVARIA BUCARAMANGA. Bucaramanga, Santander, Colombia.
- Martinez, A. M. (2017). MODELO PARA EL MANTENIMIENTO MAYOR AMINA CPF CUSIANA GERENCIA PIEDEMONTE (GDP). Bucaramanga, Santander, Colombia.
- Mateus Herrera, M. D., & Vivas Paspuel, D. A. (Julio de 2007). MANTENIMIENTO DE TANQUES HIDROSTATICOS DE TECHO FIJO PARA LA INDUSTRIA PETROLERA. Quito, Peru.
- Naranjo Flores, M. G. (2017). DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE TECHO DE DOMO GEODÉSICO DE EP- PETROECUADOR EN LA REFINERÍA ESMERALDAS. *Trabajo de titulacion*. Riombana, Ecuador.
- OPLCarga. (16 de 07 de 2021). Guia sobre el transporte de hidrocarburos en colombia. COLOMBIA. Obtenido de <https://blog.oplcarga.com/transporte-de-hidrocarburos>
- Pabon Barajas, H. (2010). FUNDAMENTO DE COSTOS. MEXICO.
- PALACIOS LOPEZ, C. (JUNIO de 2006). *MONOGRAFIAS*. Obtenido de <https://www.monografias.com/trabajos37/almacenamiento-hidrocarburos/almacenamiento-hidrocarburos2>
- Restrepo, J. (Noviembre de 2007).Codigo API 650 y 653, DISEÑO, MONTAJE Y CONTRUCCION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO. Bogota, Colombia: Elite Training.
- Rosera, A. L. (2010). MODELO DE PLANEACION Y CONTROL PARA LOS PROYECTOS DE GESTION DE MANTENIMIENTO MAYOR DE TURBINAS A GAS EN LOS

CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUAOPERADOOS POR ECOPETROL Y BP  
COLOMBIA. Bucaramanga, Santander, Colombia.

Vilma Rocio Palma Bernal, N. R. (2016). MODELO PARA LA GESTION DEL  
MANTENIMIENTO MAYOR DE LA PARADA DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO  
DE AGUAS RESIDUALES, CON ENFOQUE PMI. BUCARAMANGA, SANTANDER,  
COLOMBIA.

Warren, G. (2019). *TF Warren Group Your Single Source Solutions*. Obtenido de  
<https://www.tfwarren.com/sp/empresas/81-tarsco/bolted-aplicaciones/658-tanques-almacenamiento-petroleo>

WORDPRESS. (ENERO de 2017). *LA INDUSTRIA DEL LUGAR*. Obtenido de BLOG DE  
WORDPRESS: <https://laindustriasite.wordpress.com/2017/01/10/conoce-los-4-tipos-de-tanques-de-almacenamiento-de-hidrocarburos-que-existe-en-la-industria/>





# ANEXO C. CONTROL DE EJECUCION MANTENIMIENTO MAYOR.

<b>CONTROL DE EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO MAYOR</b>		<b>CODIGO:</b>	
<b>GESTIÓN TECNOLÓGICA</b>		<b>FECHA EMISIÓN:</b>	
		<b>VERSION</b>	001
		<b>PÁGINA</b>	1 de 1

<b>RESPONSABLE GESTOR DEL PROYECTO:</b>	
<b>RESPONSABLE SEGUIMIENTO DEL PROYECTO:</b>	

<b>NOMBRE PROYECTO:</b>	
Fecha de inicio:	
Fecha fin:	

Mes/Año	Planeado	Real
	0%	0%
	0%	0%
	0%	0%

DESVIACIÓN		
IEP ACUM. MES / AÑO #D/V/OI	IEP ACUM. MES / AÑO #D/V/OI	IEP ACUM. MES / AÑO #D/V/OI

**Curva S de Avance del Proyecto**

Series	Start (%)	End (%)
Planeado	0%	0%
Real	0%	0%