

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“NORMAS, PROCEDIMIENTOS Y RECOMENDACIONES
PRACTICAS UTILIZADAS EN LA REPARACIÓN DE LOS
FONDOS DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE
HIDROCARBUROS LIQUIDOS”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO MECANICO

JHONNY WILSON COAQUIRA MAMANI

PROMOCION 1996-I

LIMA-PERU

2004

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mi madre que ha sido la fuente de inspiración y motivación constante para vencer obstáculos y salir adelante.

CONTENIDO

Dedicatoria	ii
Prologo	vii
CAPITULO I	
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO II	
GENERALIDADES	5
2.1 Hidrocarburos	5
2.1.1 Hidrocarburos de cadena abierta	6
Alcanos	6
Alquenos	6
Alquinos	7
2.1.2 Hidrocarburos de cadena cerrada (cíclicos)	7
2.2 Clasificación	8
2.2.1 No combustibles	8
2.2.2 Combustibles	9
2.2.2.1 Hidrocarburos combustibles sólidos naturales	9
2.2.2.2 Hidrocarburos combustibles gaseosos naturales	10
2.2.2.3 Hidrocarburos combustibles líquidos naturales	10
2.3 Formación del petróleo	11
2.3.1 Características del petróleo	12
2.3.2 Combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos	13
2.3.3 Clasificación de hidrocarburos líquidos	13
2.3.4 Extracción del petróleo	14
2.4 Almacenamiento de H.C.L.	19
2.4.1 Almacenamientos no convencionales	19
2.4.2 Almacenamientos convencionales	19
2.5 Tanques enterrados	20
2.6 Tanques superficiales	20
2.6.1 Almacenamiento presurizado	21
Almacenamiento a baja presión	21
Almacenamiento a presión	21
Almacenamiento refrigerado	23
2.6.2 Almacenamiento atmosférico	23
2.6.2.1 Almacenamiento Caliente	23
2.6.2.2 Almacenamiento en condiciones de presión y temperatura atmosféricas	24
2.6.2.3 Materiales	25
Concreto armado	25
Concreto pretensado	26
Acero	27
2.6.2.4 Formas	29
2.6.2.5 Tamaños	30

2.6.2.6	Tipos de tanques atmosféricos cilíndrico vertical	32
2.6.2.7	Partes de un tanque atmosférico cilíndrico vertical	35
2.6.2.8	Construcción	35
	Inspección de materiales	36
	Obras civiles	36
	Obra metal-mecánica en talleres	39
	Obras de montaje en terreno	40
2.7	Muros de contención	52

CAPITULO III

MARCO LEGAL TÉCNICO		54
3.1	Marco legal	54
	La Ley Orgánica de Hidrocarburos	54
3.2	Título IV – almacenamiento	58
3.2.1	Reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 046-93-EM.	59
3.2.1.1	Objeto del reglamento	59
3.2.1.2	Ámbito de aplicación	60
3.2.1.3	Responsabilidad ambiental de los que realizan actividades de hidrocarburos	60
3.2.2	Reglamento de normas para la refinación y procesamiento de hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 051-93-EM	61
3.2.2.1	Objeto del reglamento	61
3.2.2.2	Ámbito de aplicación	61
3.2.2.3	Complementación normativa	62
3.2.2.4	Finalidad última del reglamento	62
3.2.3	Reglamento de seguridad para el almacenamiento de hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM y modificado por Decreto Supremo N° 036-2003-EM.	63
3.2.3.1	Objeto del reglamento	64
3.2.3.2	Aplicación	65
3.2.4	Reglamento de seguridad para establecimientos de venta al público de combustibles derivados de hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 054-93-EM.	66
3.2.4.1	Aplicación	66
3.2.5	Reglamento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 055-93-EM	67
3.3	Marco técnico	68
3.3.1	Norma	69
3.3.2	Código	69
3.3.3	Especificación	69
3.3.4	Normas para construcción y operación de tanques	70
3.3.4.1	Normas para la construcción de tanques	70
3.3.4.2	Normas para la Inspección y Mantenimiento	75
3.3.4.3	Normas de seguridad	78
3.3.4.4	Normas Ambientales	82

CAPITULO IV

REPARACIÓN DEL FONDO DE UN TANQUE	85
4.1 Diagnostico	85
4.1.1 Actividades previas	90
4.1.1.1 Estudio de antecedentes	91
4.1.1.2 Permiso de trabajo	91
Clasificación de los permisos de trabajo	92
Permiso de trabajo en frío	92
Permiso de trabajo en caliente	92
Permiso de entrada en espacios confinados	94
4.1.1.3 Reconocimiento de facilidades	99
4.1.2 Trabajos o actividades de pre inspección	101
Vaciado	101
Aislamiento del equipo	102
Ventilación	103
Limpieza	107
Instalaciones auxiliares	110
Lavado del tanque	110
Grado de limpieza superficial	111
4.1.3 Inspección	112
4.1.3.1 Método convencional	113
Impacto de la baja confiabilidad	115
Evaluación del método manual.	116
4.1.3.2 Método de inspección con sistema tank scan	116
Confiabilidad de la inspección con tank scan	117
Evaluación del método automatizado.	118
Comparación de eficiencia de técnicas para detección de defectos	118
4.1.4 Conclusiones y recomendaciones	119
4.2 Reparación del fondo	120
Proceso de soldadura	121
Calificación del procedimiento de soldadura	121
Soldadura y ensayos	124
Homologación del soldador	124
4.2.1 Ninguna reparación	128
4.2.2 Reparación parcial	128
4.2.3 Reparación total	135
4.2.3.1 Procedimiento de reparación	139

CAPITULO V

ENSAYOS DE VERIFICACIÓN Y TRABAJOS FINALES	141
5.1 Personal y responsabilidades	141
5.2 Alcance y aplicaciones	143
5.3 Técnicas recomendadas	144

5.3.1	Inspección visual	144
5.3.1.1	Relación de comprobaciones en la inspección visual	149
	Antes de la soldadura	149
	Durante la soldadura	150
	Después de la soldadura	150
5.3.2	Inspección con equipos u otros accesorios	151
5.3.2.1	Ensayos macroscópicos	152
5.3.2.2	Ensayos de partículas magnéticas	155
5.3.2.3	Método ultrasónico	158
5.3.2.4	Detección de fallas con rayos X	160
5.3.2.5	Gammagrafía	160
5.3.3	Evaluación de los defectos y criterios de aceptación de soldadura	162
5.4	Pruebas de las soldaduras en el fondo del tanque	166
5.4.1	Pruebas de las soldaduras del fondo	166
5.4.2	Prueba de soldadura cilindro - fondo	168
5.4.3	Prueba Hidrostática y de asentamientos	168
5.5	Acabado final	169
5.5.1	Generalidades	170
5.5.2	Objetivos del trabajo	171
5.5.3	Inspección	171
5.5.3.1	Durante todo el proceso de aplicación	172
	Preparación de superficie	172
	Preparación de pintura	172
	Monitoreo de condiciones ambientales	173
5.5.3.2	Evaluación de las consideraciones ambientales durante el proceso de aplicación de la pintura	173
5.5.3.3	Preparación de superficie	178
5.5.3.4	Inspección de aplicación de pintura	181
5.5.3.5	Inspección final	183
5.5.4	Análisis de fallas	188
5.5.4.1	Causas de fallas de los recubrimientos orgánicos	189
5.6	Registros	196
5.7	Planos conforme a obras (As-Build).	198
5.8	Memoria descriptiva de la obra e informe final	198
	CONCLUSIONES	200
	RECOMENDACIONES	201
	ANEXOS	202
	BIBLIOGRAFÍA	239

PROLOGO

El presente informe, ha sido elaborado como una inquietud frente a la gran deficiencia o desconocimiento en nuestro medio de normas técnicas y/o legales, tiene la intención de ser una modesta contribución para las empresas y personas que desarrollan trabajos relacionados con la reparación de fondos de tanques del sector petrolero.

Sus alcances corresponden a la utilización de la norma API 653 Inspección, Reparación, Alteración, y Reconstrucción de tanques, cuyo desarrollo se basa en el conocimiento y la experiencia acumulada por los propietarios, operadores, fabricantes y reparadores de tanques de acero de almacenamiento, cuyo objetivo es facilitar una guía para la inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques de acero usados para almacenamiento en la industria del petróleo.

En cada uno de sus capítulos se adiciona procedimientos y recomendaciones que es producto de la experiencia del sector que ayudara a la toma de decisiones durante la ejecución de trabajos similares.

Queda en pie el compromiso de considerar este informe en preparación y por lo tanto de seguir trabajando en su mejoramiento hasta, tal vez un día, quedar satisfecho.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Desde los albores de la humanidad, el hombre ha estado relacionado con la energía, ya sea como herramienta, arma o confort, con el transcurrir de los tiempos la energía fue tomando mayor importancia, a tal punto que en la actualidad, el consumo de un tipo de energía esta vinculado con el nivel de progreso de un grupo humano.

En este caminar, el hombre entre necesidades y satisfacciones ha encontrado en el petróleo y sus derivados una fuente de energía fácil de conseguir y de utilizar.

La vida sin el petróleo no podría ser como la conocemos, del crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía

calorífica para fábricas, hospitales y oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos.

La industria petroquímica usa productos derivados de él, para elaborar plásticos, fibras sintéticas, detergentes, medicinas, conservadores de alimentos, hules y agroquímicos.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos, motivando el crecimiento de las industrias mencionadas

La importancia que ha adquirido el uso del petróleo obliga el abastecimiento seguro y sostenido, este abastecimiento ha encontrado solución en el almacenamiento del petróleo en depósitos cada vez de mayor capacidad, requerido por el crecimiento de la demanda que crece paralelamente al crecimiento demográfico.

Esta forma de asegurar el abastecimiento ha desarrollado la forma mas segura de almacenar el petróleo de tal manera que no se perjudique el medio ambiente, la inversión y la vida del hombre, para lo cual el desarrollo de los conocimientos al respecto ha creado y seleccionado los mejores materiales, los mejores procedimientos, las mejores formas, los mejores tratamientos, las mejoras normas para garantizar los objetivos mencionados, para construir los depósitos que comúnmente se llaman tanques.

El presente informe trata precisamente de las actividades que se deben desarrollar durante la reparación del fondo de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos en concordancia con las exigencias legales y técnicas que garantizaran la operatividad del tanque.

Este informe trata en su capítulo II del líquido combustible, desde su formación, sus diferentes formas de presentación en la naturaleza, sus diferentes estados, propiedades en la fase líquida, mediante una descripción sencilla y concreta para introducir al lector al tema. Asimismo en este capítulo se describe las diferentes formas de almacenamiento de los hidrocarburos líquidos y las características principales de los tanques verticales de almacenamiento atmosférico.

El capítulo III trata sobre el entorno Técnico Legal vigente que sirve de marco para el ejercicio de esta actividad, cumpliendo con los dispositivos de derecho que establece el estado Peruano, paralelamente con el cumplimiento de los requisitos técnicos nacionales e internacionales ampliamente aceptadas y practicadas por la industria del sector petrolero.

El capítulo IV trata sobre la determinación del estado situacional del fondo del tanque que ha sido limpiado por mantenimiento o reparación, de esta evaluación se desprenderán, las actividades que deberán ejecutarse para garantizar la operación del tanque en forma continua y segura. En este mismo capítulo se establecen procedimientos de reparación del fondo cumpliendo las indicaciones de las normas legales y técnicas.

El Capitulo V trata de la inspección de la reparación y de los últimos trabajos para dejar el tanque en condiciones de operación hasta el próximo periodo de reparación. Esta comprobación esta enfocado de una manera práctica, real y actualizada, empleando la tecnología apropiada para el caso, ó sea de ensayos no destructivos.

Finalmente se presenta las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio y la experiencia acumulada del desarrollo de esta actividad tan primordial para la seguridad del trabajo con el petróleo.

CAPITULO II

GENERALIDADES

2.1 HIDROCARBUROS

En la química orgánica, es la familia de compuestos orgánicos que contienen carbono e hidrógeno, son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos.

Los hidrocarburos, desde el punto de vista de la forma de su estructura atómica, se clasifican en dos grupos principales:

de cadena abierta, compuestos que contienen más de un átomo de carbono, ellos están unidos entre sí formando una cadena lineal que puede tener una o más ramificaciones, estos hidrocarburos pueden ser saturados o insaturados, los saturados forman un grupo homólogo denominado alcanos o parafinas y los insaturados forman los grupos denominados alquenos y alquinos, con presencia de doble y triple enlace respectivamente.

cíclicos, donde los átomos de carbono forman uno o más anillos cerrados, también pueden ser saturados e insaturados.

2.1.1 Hidrocarburos de cadena abierta

Alcanos

La composición de todos los miembros del grupo responde a la fórmula C_nH_{2n+2} , donde n es el número de átomos de carbono de la molécula.

Los cuatro primeros miembros del grupo son el metano, CH_4 , el etano, C_2H_6 , el propano, C_3H_8 y el butano, C_4H_{10} . Todos los miembros alcanos son inertes, es decir, no reaccionan fácilmente a temperaturas ordinarias con reactivos como los ácidos, los álcalis o los oxidantes. Los primeros cuatro miembros del grupo son gases a presión y temperatura ambiente; los miembros intermedios son líquidos, y los miembros más pesados son semisólidos o sólidos.

El petróleo contiene una gran variedad de hidrocarburos saturados, y los productos del petróleo como la gasolina, el aceite combustible, los aceites lubricantes y la parafina consisten principalmente en mezclas de estos hidrocarburos que varían en su peso específico, estos hidrocarburos van desde los líquidos (más ligeros) a los sólidos.

Alquenos

El grupo de los alquenos u olefinas está formado por hidrocarburos de cadena abierta en los que existe un doble enlace entre dos átomos de carbono.

La fórmula general del grupo es C_nH_{2n} , donde n es el número de átomos de carbono; al igual que los alcanos, los miembros más bajos son gases, los compuestos intermedios son líquidos y los más altos son sólidos.

Los compuestos del grupo de los alquenos son más reactivos químicamente que los compuestos saturados, reaccionan fácilmente con sustancias como los halógenos, adicionando sus átomos a los dobles enlaces; no se encuentran en los productos naturales, pero se obtienen en la destilación de sustancias naturales complejas, como el carbón, y en grandes cantidades en las refinerías de petróleo, especialmente en el proceso de craqueo.

El primer miembro de la serie es el eteno, C_2H_4 , los dienos contienen dos dobles enlaces entre las parejas de átomos de carbono de la molécula, son miembros importantes de esta serie el butadieno, C_4H_6 , y el isopreno, C_5H_8 . Están relacionados con los hidrocarburos complejos del caucho o hule naturales y son importantes en la fabricación de caucho y plásticos sintéticos.

Alquinos

Los miembros del grupo de los alquinos contienen un triple enlace entre dos átomos de carbono de la molécula, son muy activos químicamente y no se presentan libres en la naturaleza. Forman un grupo análogo al de los alquenos.

El primero y más importante de los miembros del grupo es el etino, C_2H_2 . La fórmula general del grupo es C_nH_n donde n es el número de átomos de carbono.

2.1.2 Hidrocarburos de cadena cerrada (cíclicos)

El más simple de los hidrocarburos cíclicos saturados o cicloalcanos es el ciclopropano, C_3H_6 , cuyas moléculas están formadas por tres átomos de carbono con dos átomos de hidrógeno unidos a cada uno de ellos, es un

poco más reactivo que el correspondiente alcano de cadena abierta, el propano, C_3H_8 ; otros cicloalcanos forman parte del petróleo.

Varios hidrocarburos cíclicos insaturados, cuya fórmula general es $C_{10}H_{16}$, se encuentran en algunos aceites naturales aromáticos y se obtiene de la destilación de los materiales vegetales, estos hidrocarburos se llaman terpenos e incluyen el pineno (en la trementina) y el limoneno (en los aceites de limón y naranja).

El grupo más importante entre los hidrocarburos cíclicos insaturados es el de los aromáticos, que se encuentran en el alquitrán de hulla, aunque los hidrocarburos aromáticos presentan a veces insaturación, es decir, tienden a adicionar otras sustancias, sus principales reacciones producen la sustitución de átomos de hidrógeno por otros tipos o grupos de átomos. Entre los hidrocarburos aromáticos se encuentran el benceno, el tolueno, el antraceno y el naftaleno.

2.2 CLASIFICACIÓN

Los hidrocarburos, desde el punto de vista de su uso podemos clasificarlos en:

no combustibles y
combustibles.

2.2.1 No combustibles

Son productos derivados de hidrocarburos que no son empleados para generar energía por medio de combustión siendo comercializados a granel, tales como Asfaltos, Breas, Insumos Químicos, Solventes y Lubricantes, materia prima para la industria petroquímica, también se emplean para

fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas, textiles etc.

2.2.2 Combustibles

Mezcla de Hidrocarburos utilizada para generar energía por medio de combustión y que cumple con las Normas Técnicas Peruanas (NTP) dadas por el INDECOPI para dicho uso. Dentro de ésta definición se incluye los diversos tipos de gasolinas, diesel, kerosene, combustible para aviación, combustible de uso marino (bunker), residuales, etc. También se les denomina combustibles comerciales usados en su estado natural, pueden ser sólidos, líquidos y gaseosos.

2.2.2.1 Hidrocarburos Combustibles Sólidos Naturales

Comprenden los carbones, lignitos, coques, maderas y residuos procedentes de diferentes procesos, el carbón es el más importante comercialmente usado en grandes cantidades.

El carbón es un fósil sólido combustible, formado a partir de antiguas plantas —incluyendo árboles, helechos y musgos— que crecieron en pantanos y ciénagas o a lo largo de las costas, generaciones de estas plantas murieron y fueron enterradas gradualmente bajo capas de sedimentos, a medida que el peso de los sedimentos aumentaba, el material orgánico experimentaba un incremento de temperatura y de presión que provocaba en él una serie de estados de transición; el material orgánico originario, que era rico en carbono, hidrógeno y oxígeno, se hacía más rico en carbono e hidrógeno y más pobre en oxígeno. Las sucesivas etapas en la formación del carbón son turba (materia vegetal parcialmente carbonizada), lignito (carbón blando de

color parduzco o negro con un bajo contenido en carbono), carbón subbituminoso (carbón blando con un contenido medio de carbono), carbón bituminoso (carbón blando con un contenido más alto en carbono y más bajo en humedad que el carbón subbituminoso) y antracita (carbón duro con un contenido muy alto en carbono y muy bajo en humedad). Como la antracita es el carbón más rico en carbono y con menor contenido de humedad, es el de más alto valor energético.

2.2.2.2 Hidrocarburos Combustibles Gaseosos Naturales

Uno de los combustibles gaseosos naturales más representativos es el gas natural, mezcla de hidrocarburos livianos gaseosos, donde la mayor proporción (80 – 95%) corresponde al metano, el resto está constituido por el etano (C_2H_6), propano y otros, además contiene en proporciones mínimas vapor de agua, anhídrido carbónico, hidrógeno, sulfuros, etc.

La mayor parte del gas natural se ha formado a partir del plancton — pequeños organismos acuáticos, incluyendo algas y protozoos— acumulado en el lecho oceánico, estos organismos fueron enterrados y comprimidos lentamente bajo capas de sedimentos, a lo largo de millones de años, la presión y el calor generados por los sedimentos acumulados convirtieron ese material orgánico en gas natural.

2.2.2.3 Hidrocarburos Combustibles Líquidos Naturales

Entre los combustibles presentes en la naturaleza en fase líquida, el más importante es el **petróleo**, líquido oleoso bituminoso (aceite natural), compuesto por diferentes sustancias orgánicas, también recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente “crudo”, se encuentra en

grandes cantidades bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible.

2.3 FORMACIÓN DEL PETRÓLEO

El petróleo se forma bajo la superficie terrestre por la descomposición de organismos marinos, los restos de animales minúsculos que viven en el mar y, en menor medida, los de organismos terrestres arrastrados al mar por los ríos o los de plantas que crecen en los fondos marinos, se mezclan con las finas arenas y limos que caen al fondo en las cuencas marinas tranquilas, estos depósitos, ricos en materiales orgánicos, se convierten en rocas generadoras de crudo, Ver Figura 2.1

El proceso comenzó hace muchos millones de años y continúa hasta el presente, cuando surgieron los organismos vivos en grandes cantidades, los sedimentos se van haciendo más espesos y se hunden en el suelo marino bajo su propio peso. A medida que se fueron acumulando materiales adicionales sobre los restos de estos organismos, la presión sobre los situados más abajo se multiplica por varios miles, y la temperatura aumenta en varios cientos de grados, el cieno y la arena se endurecen y se convierten en esquistos (rocas metamórficas) y arenisca; los carbonatos precipitados y los restos de caparzones se convierten en caliza, y los tejidos blandos de los organismos muertos se transforman en petróleo y gas natural.



Figura 2.1 Formación de los Hidrocarburos.

2.3.1 Características del petróleo

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, aunque también suelen contener pequeñas cantidades de compuestos de azufre y de oxígeno; el contenido de azufre varía entre un 0,1 y un 5%. El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye; por lo general, existe pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el petróleo; cuando las cantidades de estos compuestos son mayores, el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural.

Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: de tipo parafínico, de tipo asfáltico y de base mixta.

El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono.

Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono.

El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos.

Una vez formado el petróleo, éste fluye hacia arriba a través de la corteza terrestre porque su densidad es menor que la de las salmueras que saturan los intersticios de los esquistos, arenas y rocas de carbonato que constituyen dicha corteza, el petróleo y el gas natural ascienden a través de los poros microscópicos de los sedimentos situados por encima, con frecuencia acaban encontrando un esquisto impermeable o una capa de roca densa: el petróleo queda atrapado, formando un depósito, sin embargo, una parte significativa del petróleo no se topa con rocas impermeables, sino que brota en la superficie terrestre o en el fondo del océano, entre los depósitos superficiales figuran los lagos bituminosos y las filtraciones de gas natural.

2.3.2 Combustibles Líquidos derivados de los hidrocarburos

De la destilación del petróleo crudo se extrae diferentes subproductos que se diferencian principalmente en el punto de ebullición y en el punto de inflamación característica que sirven para clasificarlas.

2.3.3 Clasificación de Hidrocarburos Líquidos (Según la NFPA 30)

Se clasifican en líquidos Inflamables y líquidos combustibles:

Líquido Inflamable:

Clase I, cualquier líquido que posea un punto de inflamación por debajo de 37,8° C (100°F) y una presión de vapor Reid (medida de la presión de vapor de las gasolinas en presencia de aire a una temperatura de 37.8° C) que no

supere los 40 lb/pulg² abs. (2068,6 mmHg) a 100° F (37,8°C), determinado de acuerdo con el ensayo ASTM D 323.

Los líquidos de Clase I se sub clasifican de la siguiente manera:

CLASE IA: Punto de Inflamación <22.8°C y Punto de Ebullición < 37.8°C
(Los más inflamables).

CLASE IB: Punto de Inflamación <22.8°C y Punto de Ebullición ≥ 37.8°C.

CLASE IC: 22.8°C ≤ Punto de Inflamación < 37.8°C (Crudo, gasolina, solvente, nafta, RC-250)

Líquido Combustible:

Un líquido combustible se define como cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 37,8°C. Estos líquidos a la vez se sub clasifican en clase II y clase III de acuerdo a lo siguiente:

CLASE II: 60°C > Punto de Inflamación ≥ 37.8°C (Kerosene, turbo, diesel).

CLASE IIIA: 93°C > Punto de Inflamación ≥ 60°C (Residual 5).

CLASE IIIB: Punto de Inflamación ≥ 93°C (Residual 6, residual 500).

2.3.4 Extracción del Petróleo

Encontrado un yacimiento petrolífero, se procede a extraer el crudo, esto representa una ardua y complicada tarea.

El método de extracción, producción o explotación del petróleo dependerá de las características propias de cada yacimiento. La mayoría de los pozos petrolíferos se perforan con el método rotatorio. En este método, una torre sostiene la cadena de perforación, formada por una serie de tubos acoplados, Ver Figura 2.2. La cadena se hace girar uniéndola al banco

giratorio situado en la base de la torre. La broca de perforación situada al final de la cadena suele estar formada por tres ruedas cónicas con dientes de acero endurecido. La broca se lleva a la superficie por un sistema continuo de fluido circulante impulsado por una bomba.



Figura 2.2 Acoplamiento de tubos de perforación

El crudo atrapado en un yacimiento, Ver Figura 2.3, se encuentra bajo presión; si no estuviera atrapado por rocas impermeables habría seguido ascendiendo debido a su flotabilidad hasta brotar en la superficie terrestre. La mayor parte del petróleo contiene una cantidad significativa de gas natural en disolución, que se mantiene disuelto debido a las altas presiones del depósito. Cuando el petróleo pasa a la zona de baja presión del pozo, el gas deja de estar disuelto y empieza a expandirse. Esta expansión, junto con la dilución de la columna de petróleo por el gas, menos denso, hace que el petróleo aflore a la superficie.

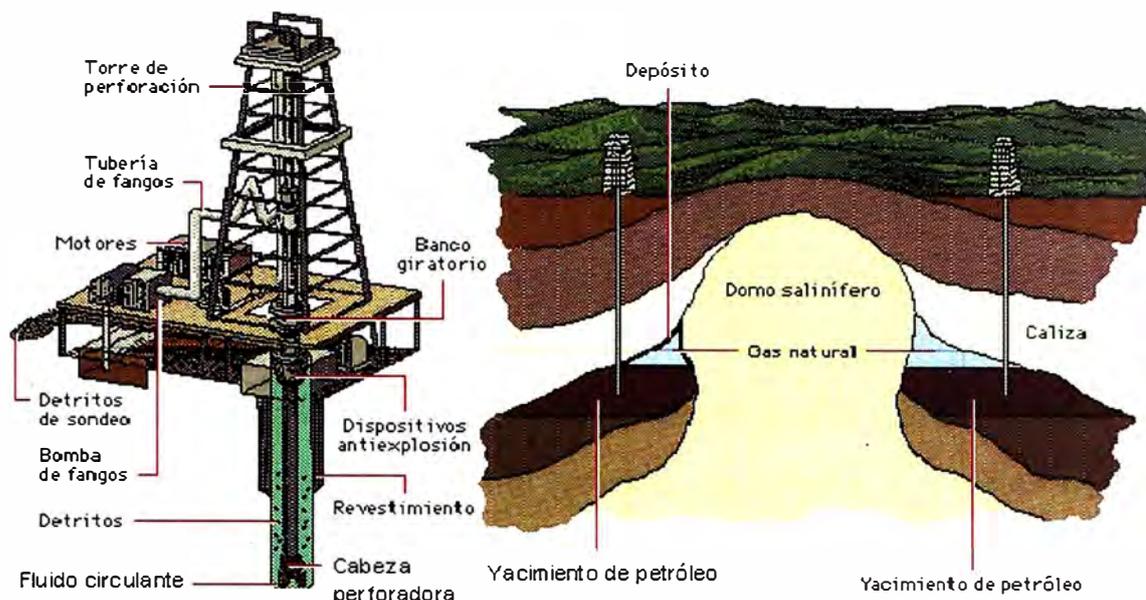


Figura 2.3 Torre de perforación y Yacimiento de petróleo

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), este saldrá por sí solo. En este caso se instala en la parte superficial del pozo (cabeza) un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo. Si no existe esa presión, se emplean otros métodos, el más común es un equipo mecánico que mediante un permanente balanceo acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie Ver Figura 2.4.

El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente infraestructuras para la producción, separación y almacenamiento, que no son otra cosa que un conjunto de facilidades donde se recibe, mide, segrega, trata, acumula y bombea o comprime el fluido proveniente de un grupo de pozos.

Una vez separado de esos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

El gas natural asociado se envía a plantas de tratamiento para aprovecharlo en el mismo campo y despacharlos como gas seco hacia los centros de consumo a través de gasoductos.

En el caso de yacimientos que contienen únicamente gas natural, se instalan los equipos requeridos para tratarlo (proceso de secado, mantenimiento de una presión alta) y enviarlo a los centros de consumo.

Por tal razón existen métodos de recuperación mejorada, utilizados para lograr la mayor extracción posible de petróleo en pozos sin presión natural o en declinación tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través del mismo pozo productor o por intermedio de pozos inyectores paralelos a este.

Inicialmente el petróleo fluye a la superficie, debido a la alta presión del reservorio (flujo natural). Generalmente, al cabo de un tiempo requiere de sistemas de impulsión artificiales para que los fluidos suban a la superficie, Ver Figura 2.5. El método seleccionado depende de la profundidad del pozo, de la naturaleza de los reservorios, de la relación gas/petróleo, de la viscosidad del petróleo y del costo.

Es importante mencionar que el 2 de noviembre de 1863, en el Perú se perfora el primer pozo petrolero de Sudamérica, en la localidad de Zorritos (Tumbes), cerca de la Bahía de la Cruz, en este pozo se encontró petróleo liviano a una profundidad de 85 pies (26 metros). Al poco tiempo se constituyó la Compañía Peruana de Petróleo y hacia 1871, y se construye la primera Refinería a orillas del río Tumbes.



Figura 2.4 Unidad de bombeo mecánico de un pozo de petróleo

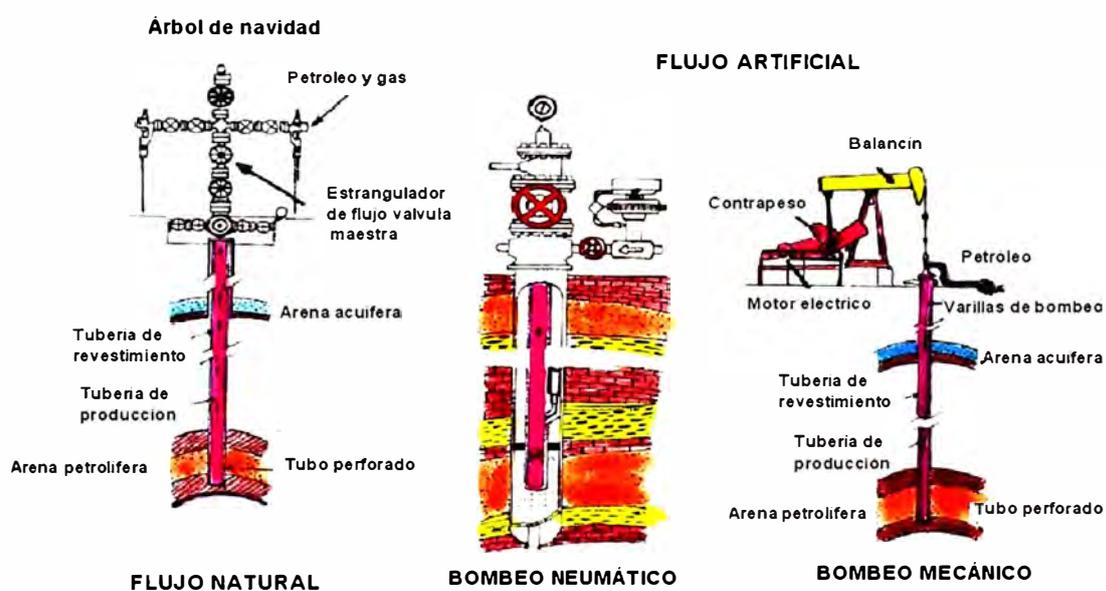


Figura 2.5 Métodos de extracción del petróleo

2.4 ALMACENAMIENTO DE H.C.L.

Los hidrocarburos combustibles líquidos desde la materia prima como el crudo hasta los productos finales, son sustancias que para ser utilizados deben ser almacenados en volúmenes grandes; lo cual requiere de depósitos de diferentes formas, entre ellos podemos distinguir los almacenamientos no convencionales y los convencionales.

2.4.1 Almacenamientos No Convencionales

Los no convencionales son aquellos que por su forma o su tamaño no son los típicos recomendados, se puede citar:

- Almacenamiento en pozas abiertas

- Almacenamiento flotante

- Almacenamiento en cavernas

- Almacenamiento en tanques de concreto pretensado

- Almacenamiento en plataformas marinas.

2.4.2 Almacenamientos Convencionales

En este rubro se clasifica los depósitos de tamaño, forma y características que son el reflejo de los resultados de estudios analíticos y económicos respaldados por la experiencia técnica, desde el diseño, construcción, operación y mantenimiento, pueden ser:

- enterrados

- superficiales

2.5 TANQUES ENTERRADOS

Se refiere a un tanque o recipiente que está totalmente enterrado bajo el nivel del terreno, se cubre con material sólido y está expuesto a presiones ocasionadas por el empuje o peso del material que los rodea.

Se recomienda su uso para volúmenes que no excedan los 57 m³ (15 000 galones), Ver Figura 2.6.

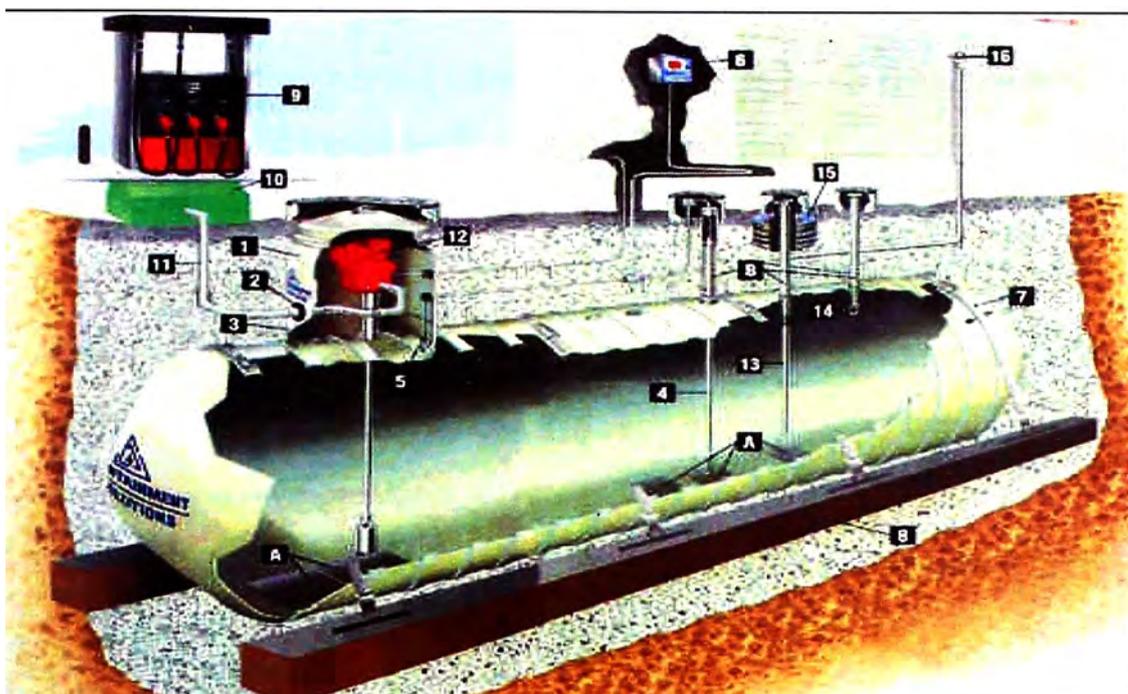


Figura 2.6 Típico tanque enterrado de una estación de servicio o grifo

2.6 TANQUES SUPERFICIALES

Son los representativos del almacenamiento convencional, las principales características de estos tanques son:

- la superficie interior se encuentra a nivel o encima del suelo sobre el cual está instalado, o
- las paredes laterales y techo están en contacto directo con la atmósfera

Dependiendo de la presión que actúa sobre el producto, se clasifica en presurizados y atmosféricos.

2.6.1 Almacenamiento Presurizado

Almacenamiento a baja presión

Almacenamiento diseñado para mantener una presión interna mayor a 0.035 Kg/cm², pero menor de 1.055 kg/cm² (0.5-15.0 psig) medidos en la parte superior del tanque. Pueden ser cilindros horizontales o verticales, esferas, esferoides con domo; a temperatura ambiente o refrigerada.

Almacenamiento a presión

En el Almacenamiento, es aquel recipiente, cuya presión de diseño es mayor que la presión atmosférica. No se incluyen los tanques de almacenamiento de baja presión.

Almacenamiento diseñado para operar a presiones internas mayores a 1.055 kg/cm² (> 15 psig), Ver Figuras 2.7 y 2.8.



Figura 2.7 Tanque esférico de alta presión en proceso de construcción para el almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo (propano, butano)



Figura 2.8 Típico tanque esférico para el almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo

Almacenamiento refrigerado

Tanque que almacena Hidrocarburos líquidos a temperatura atmosférica, con o sin la ayuda de refrigeración, ya sea por evaporación del contenido del tanque o por circulación de un sistema de refrigeración.

2.6.2 Almacenamiento atmosférico

Diseñados para operar a presiones desde la atmosférica hasta presiones de 1.0 psig (de 760 mm Hg hasta 812 mm Hg) medidos en la parte superior del tanque, entre estos tenemos al almacenamiento caliente y a los almacenamientos a condiciones atmosféricas.

2.6.2.1 Almacenamiento caliente

Tanque diseñado para operar a temperaturas mayores a 121° C (250° F), utilizan aislamiento térmico sobre toda su superficie, generalmente almacenan asfaltos u otros productos pesados altamente viscosos, tienen en su interior sistemas de calentamiento (calentadores que utilizan los gases de combustión o vapor de agua), Ver Figura 2.9



Figura 2.9 Tanques con aislamiento sobre toda su superficie para mantener el calor de su interior

2.6.2.2 Almacenamiento en condiciones de presión y temperatura atmosféricas

Las propiedades de presión y temperatura de los hidrocarburos líquidos en condiciones semejantes a las atmosféricas, son ideales para su almacenamiento, debido a que sus principales propiedades (químicas, viscosidad, densidad), no varían, es por eso que este tipo de almacenamiento representa una gran ventaja económica desde el diseño, construcción, operación y mantenimiento, Ver Figura 2.10, Tanque típico de almacenamiento de petróleo.



Figura 2.10 Típico patio o zona de tanques para el almacenamiento del petróleo y sus derivados en una Planta de Abastecimiento o Refinería.

2.6.2.3 Materiales

En el almacenamiento de pequeños volúmenes de líquidos se tiene una diversidad de materiales, su selección dependerá de la clase de líquido, servicio del recipiente y las condiciones de almacenamiento.

En la gran industria para el almacenamiento de volúmenes superiores a 5,000 barriles (aproximadamente 800,000 litros), los materiales usuales son:

- el concreto armado.
- el concreto pretensado, y
- el acero.

Concreto Armado

El concreto armado es un material de construcción ampliamente conocido y utilizado.

Sus principales ventajas son:

- Utiliza materiales nacionales.
- Prácticamente, no tiene limitación en cuanto a capacidad.
- Puede construirse en diferentes formas.
- Puede construirse en cualquier ubicación, sean elevados, apoyados sobre el terreno, enterrados o semienterrados.
- No requiera de mayor mantenimiento.
- Tiene buena resistencia contra el fuego.

Sus principales desventajas son:

- Requiere de revestimiento para impermeabilizarlo.
- Difícil hacer cambios de conexiones y reparaciones.
- No puede trasladarse.

Concreto pretensado

Material de construcción moderna que permita un uso más eficiente del concreto, la forma ideal para recipientes es la cilíndrica.

Sus principales ventajas son:

- Puede almacenar grandes volúmenes.
- Se invierte menor cantidad de material que en el concreto armado.
- No requiere de mantenimiento.
- Tiene buena resistencia al fuego.

Sus principales desventajas son:

- Requiere de revestimiento para impermeabilizarlo.
- Difícil hacer cambios de conexiones y reparaciones.
- No puede trasladarse.
- Requiere de equipo y personal especializados

Acero

Es el material de construcción de más alta resistencia, que mediante técnicas de soldadura y el preformado permiten una gran versatilidad en el diseño y construcción de tanques.

Con este material se construyen tanques de la forma más común, como es la cilíndrica vertical apoyada sobre el terreno.

Sus principales ventajas son:

- Menor peso de materiales debido a su alta resistencia.
- Puede almacenar grandes volúmenes.
- Permite cambiar conexiones y hacer reparaciones.
- Menor tiempo de montaje por prefabricación y soldadura.
- Puede desmontarse y trasladarse.

Sus desventajas son:

- Requiere protección contra la corrosión.
- Poca resistencia contra el fuego, Ver Figuras 2.11 y 1.12.

El acero utilizado en la construcción de tanques son laminadas en caliente, según los procesos de hogar abierto, horno eléctrico o de oxígeno básico.

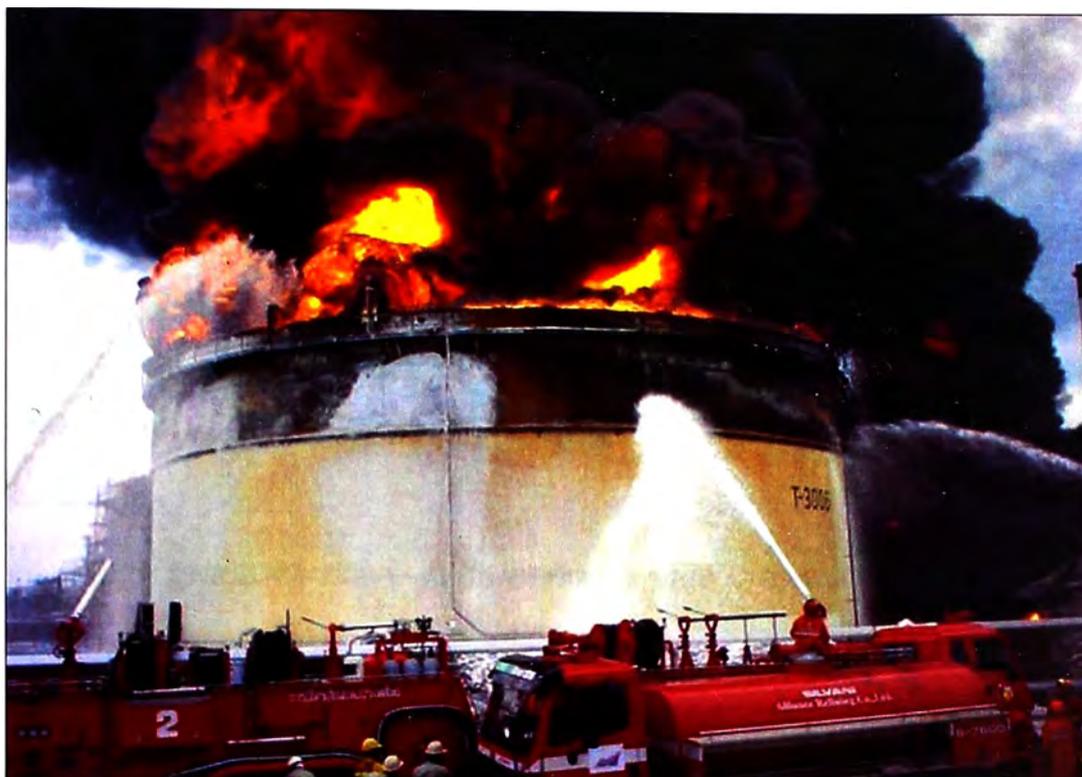


Figura 2.11 Tanque incendiado, el acero comienza a perder sus propiedades mecánicas



Figura 2.12 Tanque incendiado, colapso del tanque por el calor del fuego.

Por ejemplo, los tipos de acero, conforme a las especificaciones ASTM, aprobadas para la construcción de tanques según la Norma API 650 “Tanques de Acero Soldados para el Almacenamiento de Aceite” son los siguientes:

Para uso normal:

- A-36, acero estructural.
- A-283 grado C acero al carbono de baja y mediana resistencia a la tensión.
- A-285, grado C, acero al carbono de baja y mediana resistencia a la tensión.
- A-131, grado A, B y EH36 acero estructural.

La selección de los grados en los aceros está directamente relacionada con los espesores de plancha requerida.

2.6.2.4 Formas

La forma seleccionada de un tanque, es el resultado del estudio de los requerimientos de las características de almacenamiento del fluido por almacenar, entre las consideraciones a tomar en cuenta tenemos el volumen, ubicación, espacio disponible, las formas pueden ser:

- Cilíndricos verticales y horizontales.
- Esféricos.
- Cónicos
- Prismáticos.

2.6.2.5 Tamaños

La determinación del tancaje (capacidad total de almacenamiento) es uno de los aspectos más importantes y críticos en el planeamiento general de una planta, dada su alta incidencia en el costo total, tanto de inversiones como operativos (Ver Figura 2.13 Vista panorámica de un patio de tanques).

Un exceso de tancaje, retiene innecesariamente capital que puede invertirse ventajosamente para otros objetivos

Por otro lado un déficit en el tancaje crea problemas aun mayores, como la paralización de parte o toda la planta, costos adicionales por almacenamiento temporal o la retención de buques, etc.

Los factores más importantes que intervienen en el dimensionado según sea el caso son:

- Frecuencia de recepción o embarque de materias primas (crudo).
- Capacidad de producción o refinación.
- Tancaje disponible y estrategia de inventarios.
- Flujo de operaciones entre las diferentes unidades de proceso.
- Flota de tanqueros y esquema de embarques.
- Transferencia por oleoductos.
- Demanda de productos.

Con estos factores es posible esquematizar la configuración física como operativa de un complejo de tanques, desde que se obtiene la materia prima hasta el despacho del producto elaborado.

Son los factores aleatorios los que crean la incertidumbre en los requerimientos de tancaje, inversiones y gastos y por consiguiente las ganancias, entre aquellos, los más importantes son los siguientes:

Variación en la producción diaria de la planta.

- Mantenimiento no previsto de unidades de la planta (paradas de emergencias).
- Variación de la demanda pública en relación a lo previsto.
- Cambios de itinerarios y volúmenes de embarque.
- Interrupción en el funcionamiento de oleoductos.
- Retraso en el recibo de materias primas o crudo.



Figura 2.13 Vista panorámica del patio de tanques de una Planta de abastecimiento de combustible

Dimensiones de los Tanques

Para el almacenamiento de grandes volúmenes de petróleo y de sus derivados, la experiencia ha demostrado que los tanques cilíndricos verticales son los más convenientes.

Las dimensiones de estos tanques se determinan por criterios técnicos y económicos.

Los factores más importantes de diseño son:

- Diámetro y altura del tanque.
- Calidad y costo unitario del material.
- Espesores de diseño y dimensiones de las planchas.
- Estructura de soporte del techo ó techo flotante.

2.6.2.6 Tipos de tanques atmosféricos cilíndrico vertical

En el almacenamiento del petróleo y sus derivados tenemos dos tipos de tanques atmosféricos:

- Tanque atmosférico de techo fijo
- Tanque atmosférico de techo flotante

Tanque atmosférico de techo fijo

Es aquel que puede tener techo auto soportado o por columnas, la superficie del techo puede tener forma de domo o cono. El tanque opera con un espacio para los vapores el cual cambia cuando varía el nivel de los líquidos. El tanque de techo fijo es utilizado para almacenar líquidos de clase II o de clase III, Ver Figura 2.14.

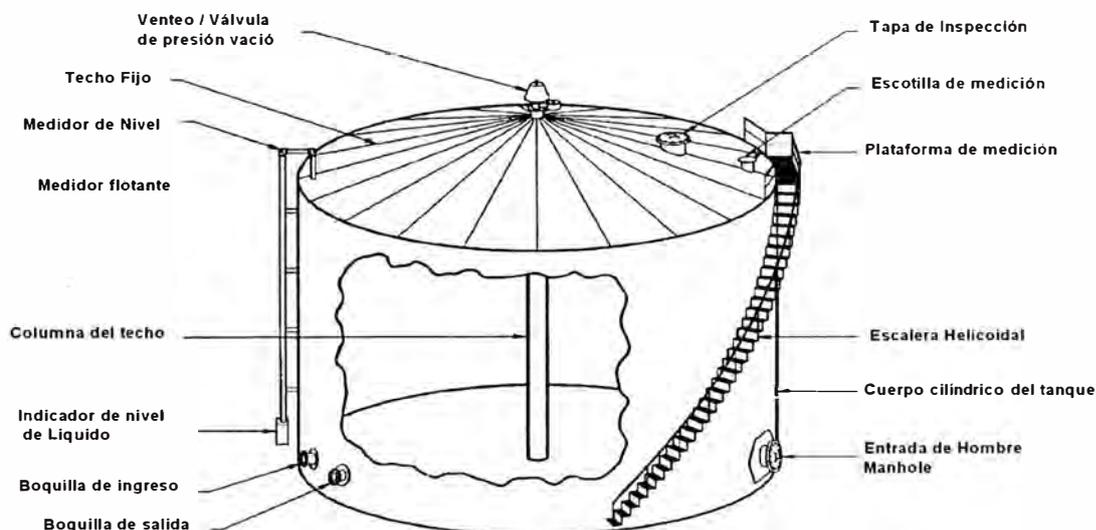


Figura 2.14 Típico tanque atmosférico de techo fijo

Tanque atmosférico de techo flotante

Es aquel tanque en que su techo flota sobre la superficie de los líquidos, eliminándose el espacio para los vapores. Los principales tipos de techos flotantes son: Techos de cubierta simple con pontones (flotadores), techos

de cubierta doble con pontones, techos flotantes internos ("sábanas" flotantes), Ver Figuras 2.15, 2.16 y 2.17.

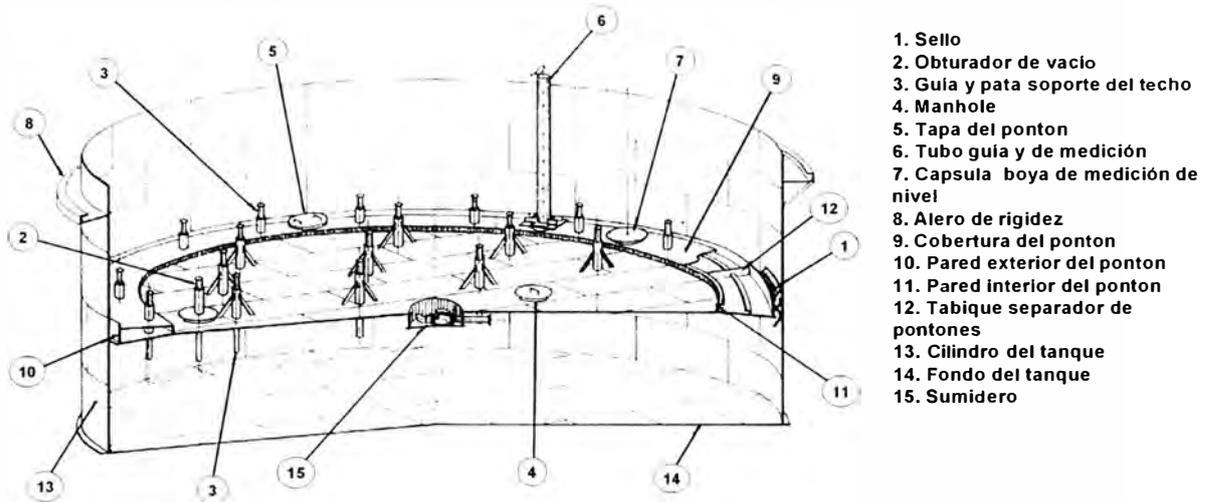


Figura 2.15 Típico tanque atmosférico de techo flotante con pontones

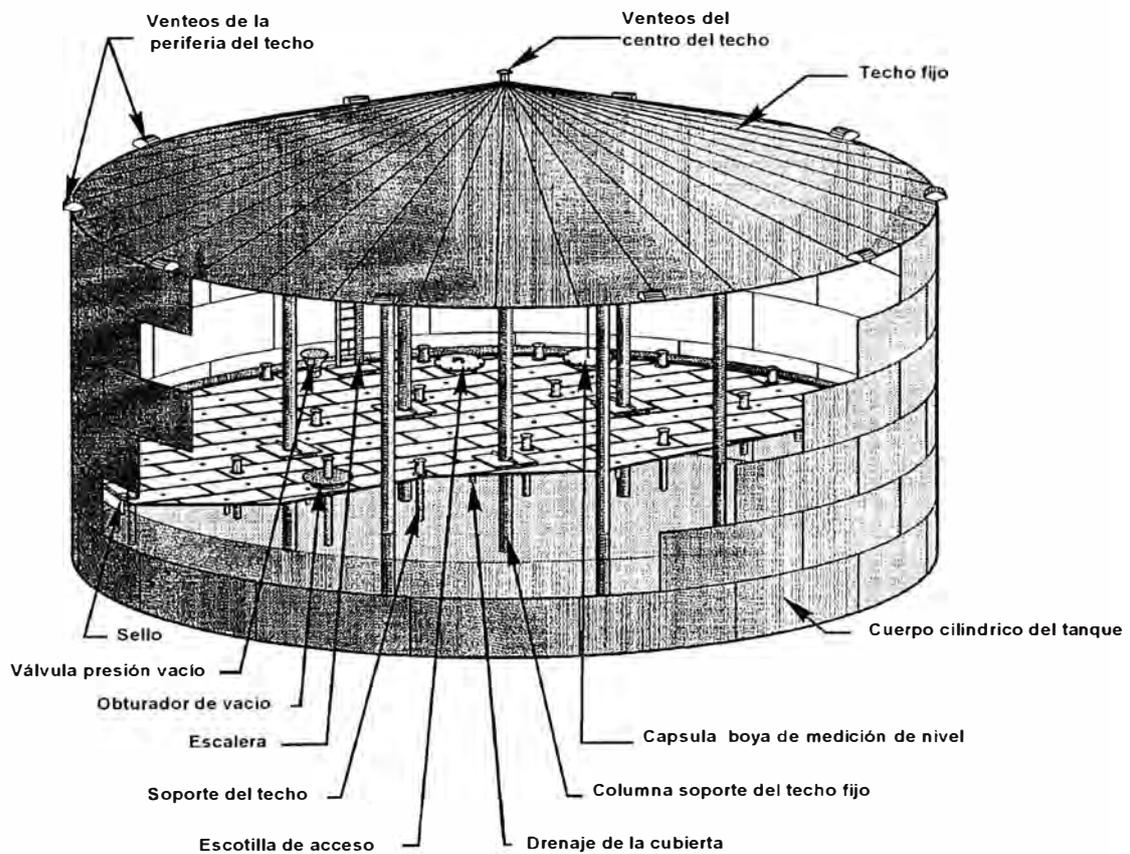


Figura 2.16 Típico tanque atmosférico con sabana flotante

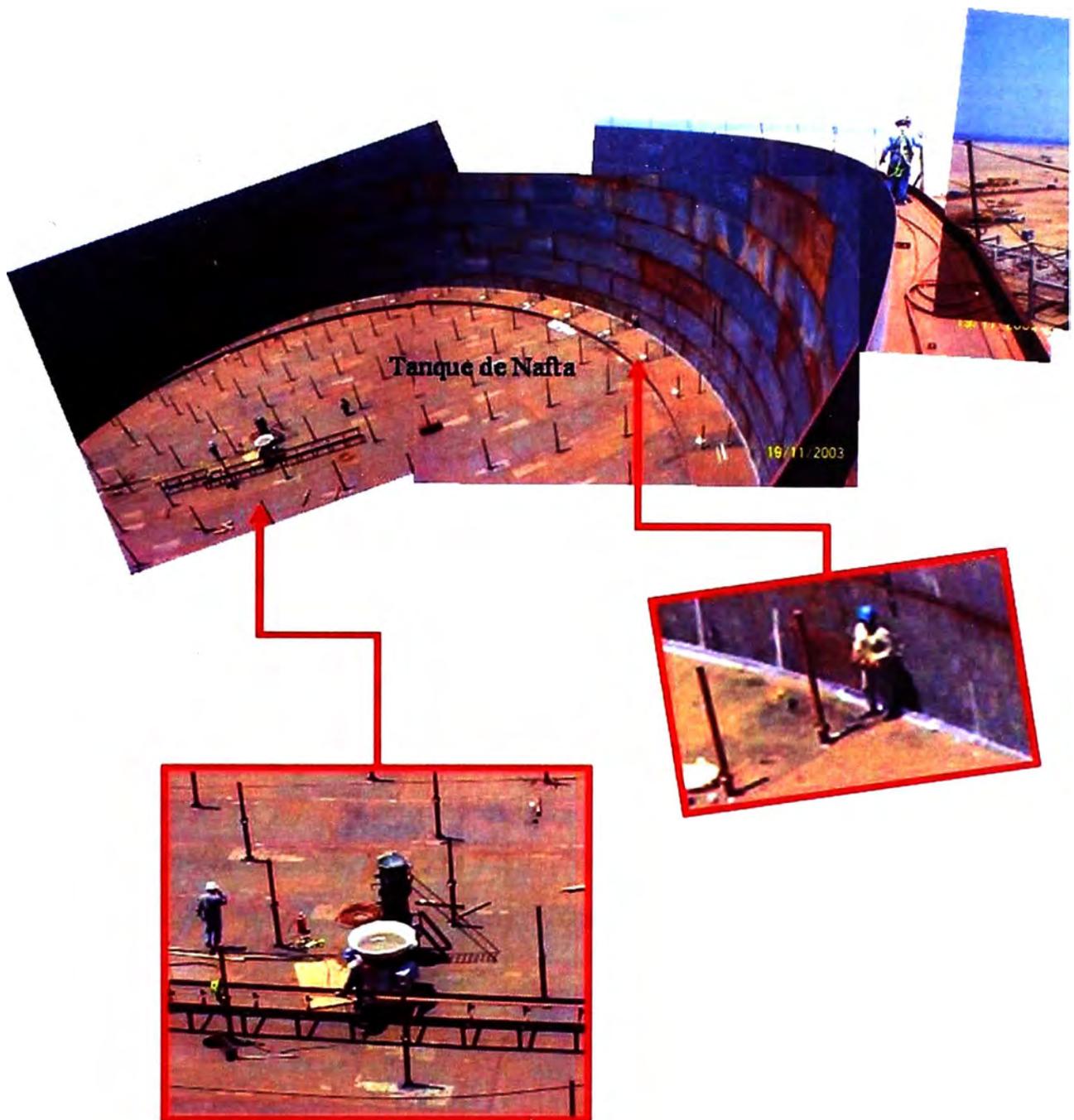


Figura 2.17 Tanque atmosférico con techo flotante en proceso de construcción

2.6.2.7 Partes de un tanque atmosférico cilíndrico vertical

Las partes notoriamente identificables en un tanque son su fondo, el cilindro y el techo, estos a su vez se conforman de lo siguiente:

- **fondo**, parte inferior del tanque que comprende :
 - base
 - cimentación
 - planchas de fondo
 - sumidero

- **cilindro**, parte lateral del tanque y comprende:
 - planchas del cilindro
 - boquillas de recepción y despacho
 - escalera en espiral
 - medidor de nivel de líquidos
 - entradas de hombre "manhole"
 - conexiones para termopozos.
 - líneas de protección de puestas a tierra.
 - sistemas contra incendio (cámaras de espuma y sistemas de enfriamiento).

- **techo**, parte superior del tanque y comprende:
 - válvula de presión – vacío o venteo libre.
 - tapa de inspección "manhole".
 - tapa de medición.

2.6.2.8 Construcción

Los tanques de acero de gran capacidad se construyen casi universalmente según las disposiciones de la norma API 650 "Tanques de Acero Soldados para el Almacenamiento de Aceite", los tanques que son construidos según

las reglas de esta norma son inspeccionadas y aprobadas de acuerdo a las exigencias de ésta. Se sigue cuidadosamente la fabricación y prueba de cada tanque y se asegura que cumplan con todos los requisitos de diseño, fabricación y pruebas especificadas; entre las principales actividades podemos mencionar las siguientes:

- inspección de materiales
- obras civiles
- Obra metal-mecánica en talleres
- Obras de montaje en terreno

Inspección de materiales

Las planchas y accesorios (válvulas, medidores de nivel, bridas, etc.) que estarán sometidos a carga de presión, serán inspeccionadas antes de ser incorporados al tanque.

Se presta particular atención a los bordes cortados de las planchas para asegurar que el material esté libre de deformaciones y otros defectos.

Se toma en cuenta el número de horneada, análisis químico, propiedades, etc. según los reportes de laminación, se debe revisar los certificados de fabricación. (Ver Anexo N° 1).

Obras civiles

Consiste básicamente en movimiento de tierras con el objeto de mejorar la capacidad portante del suelo, preparar la base impermeable para las zona estanca, obras de concreto simple y concreto armado (elementos que conforman el anillo de concreto).

-Cimentación

La cimentación es superficial y es conformado por dos elementos bien definidos, un anillo de concreto armado y el suelo impermeabilizado, la cimentación también debe considerar la instalación de un sistema de detección de fugas y la instalación de anclajes de ser necesario.

El anillo de concreto armado, tiene la finalidad de confinar el relleno de material seleccionado (sub-base) y la base, las cuales reciben las cargas transmitidas por el tanque lleno, Ver Figuras 2.18.1, 2.18.2, 2.19, 2.20 y 2.21.

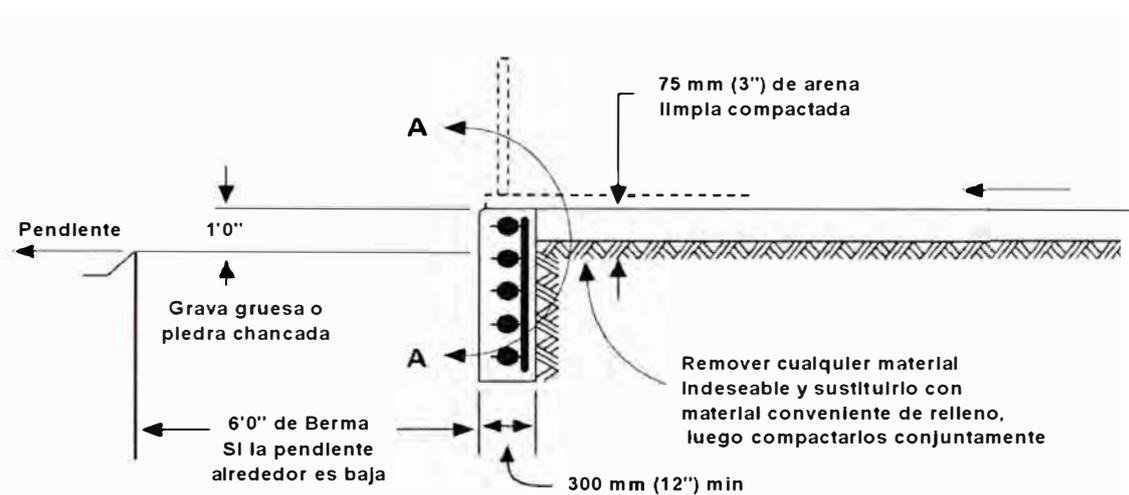


Figura 2.18.1 Típica vista de corte de la base de un tanque

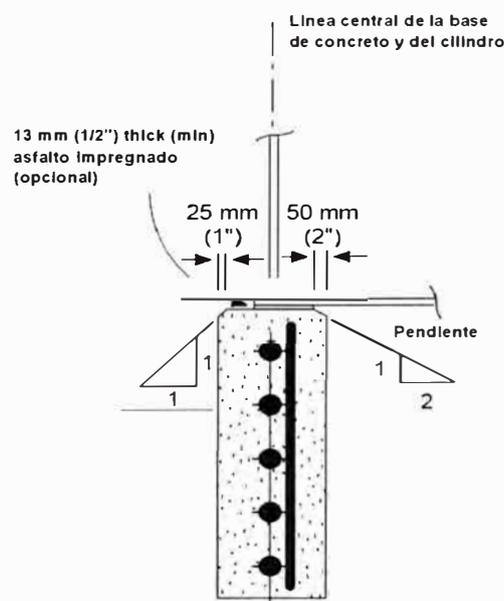


Figura 2.18.2 Típica vista de corte del anillo de concreto en la base de un tanque

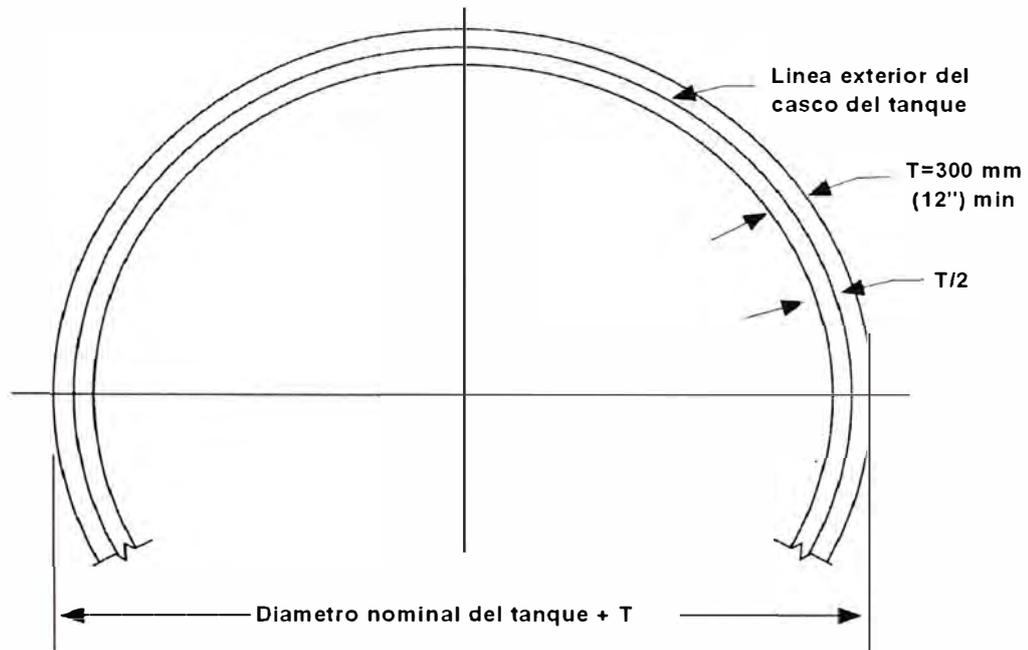


Figura 2.19 Vista de planta del anillo de concreto en la base de un tanque

Distribución de las Planchas del fondo

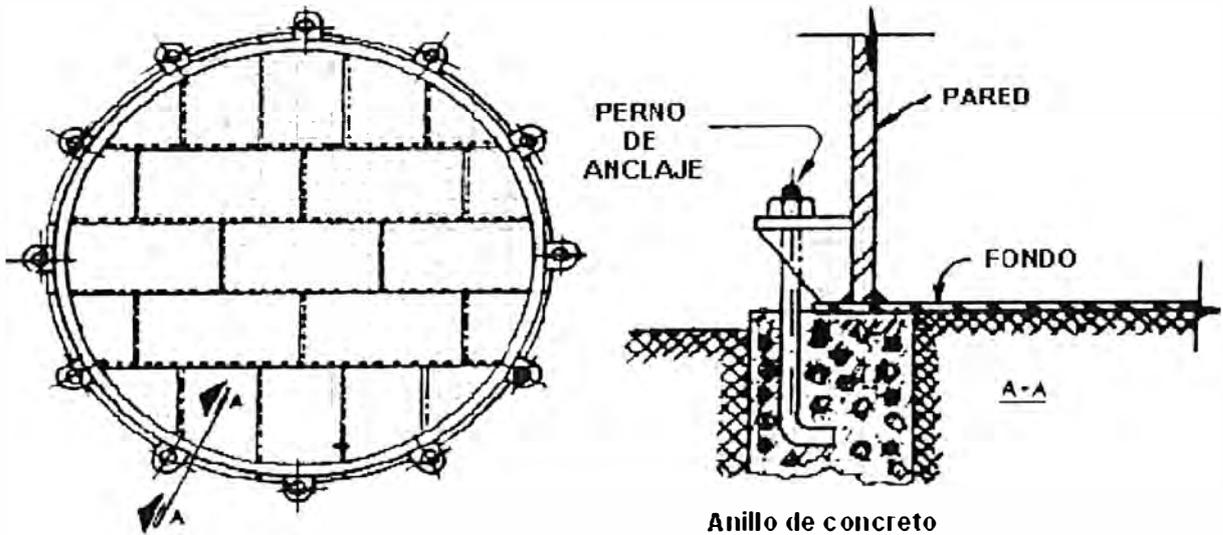


Figura 2.20 Arreglo típico de la instalación de anclajes en el anillo de concreto de la base de un tanque

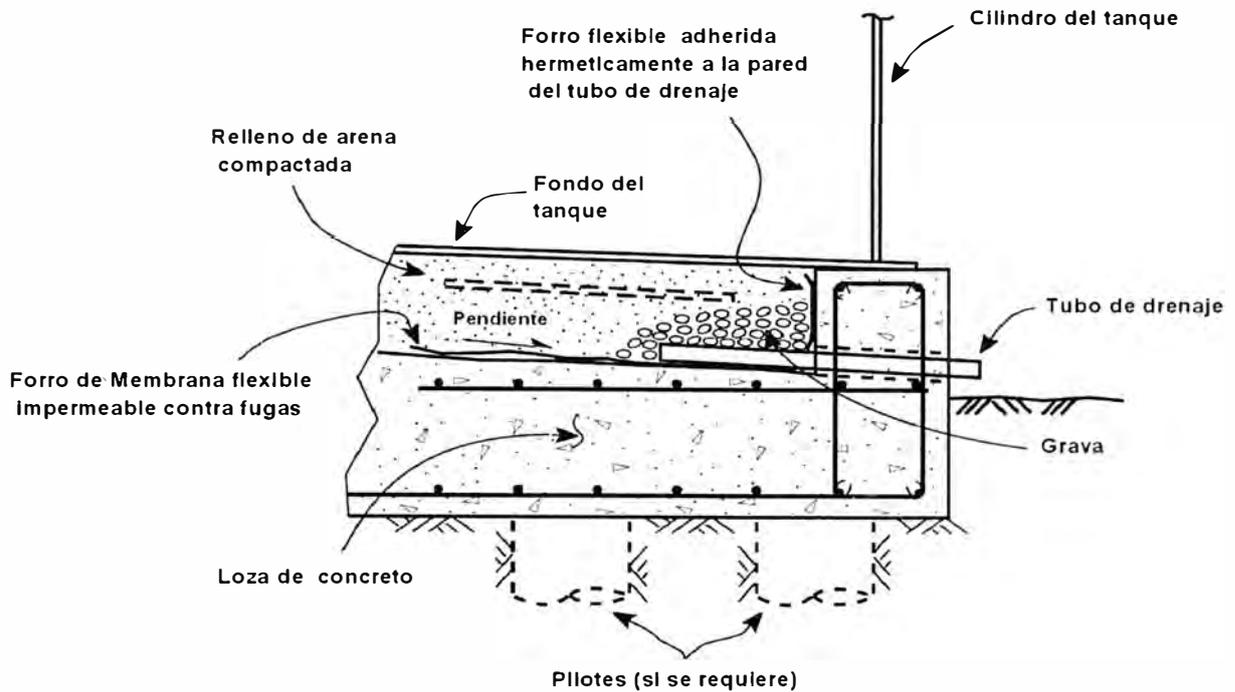


Figura 2.21 Arreglo típico del anillo de concreto reforzado con sistema de detección de fugas y geomembrana impermeable.

El suelo impermeabilizado tiene la finalidad de impedir la filtración de aguas pluviales del exterior hacia las planchas del fondo del tanque y que el combustible que se encuentra en el interior del tanque pueda fluir hacia el exterior por el fondo (originado por la perforación de estas planchas) contaminando el suelo de su base y estos a su vez las aguas del sub-suelo (napa freática), esta impermeabilización se logra utilizando una geomembrana flexible.

Obra metal-mecánica en talleres

Comprende la revisión, presentación previa de la disposición y biselado de planchas del cilindro, fondo y techo:

Se efectúa la revisión del proyecto a ejecutar considerando especificaciones técnicas, normas a aplicar y planos de fabricación.

Con los planos de distribución de planchas del cilindro, fondo y techo se traza y se procede a cortar. Para espesores de hasta 9.5 mm. (3/8") se efectúa con cizalla y para mayores espesores el corte se realiza con oxicorte. Cuando se corten con oxicorte, la superficie resultante será uniforme y lisa, y se limpiarán las escorias con esmeriles.

Una vez efectuado el corte se procede a marcar los lados de la plancha donde se biselarán de acuerdo al tipo de junta a soldar.

Obras de montaje en terreno

- Armado y Apuntalado de Planchas del Fondo:

Las planchas del fondo se instalan sobre el anillo de cimentación. Las planchas del fondo, después de distribuidas se arman y apuntalan para luego ser soldadas en el orden señalados en el plano, para producir hasta donde sea posible una superficie plana, con la menor distorsión que puede producirse por la contracción de las soldaduras, Ver Figura 2.22.

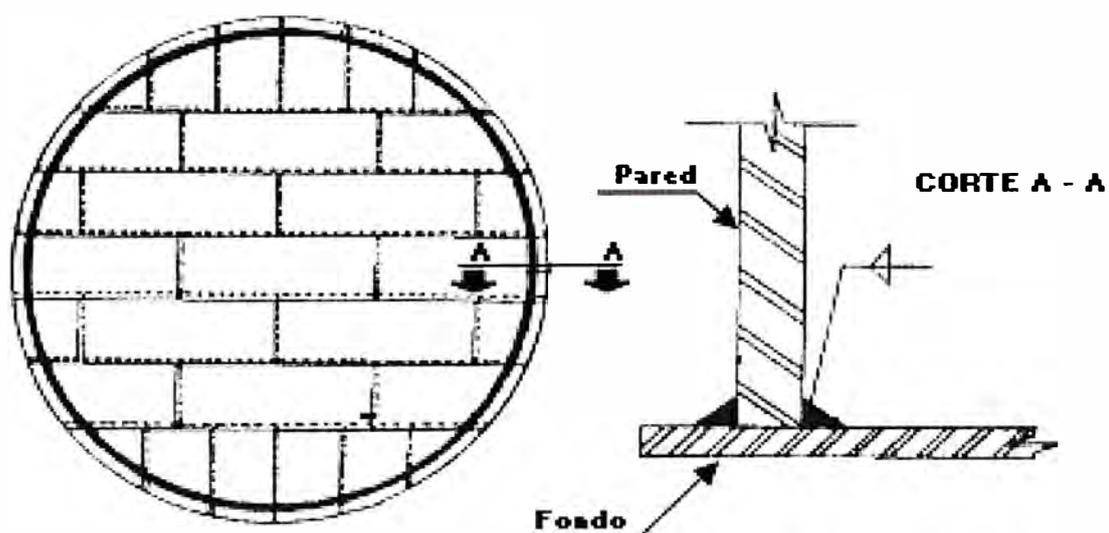


Figura 2.22 Arreglo típico de la distribución de las planchas del fondo

-Armado de columnas y puntales en el perímetro del tanque:

Se efectúa el trazo del diámetro interior y se procede a colocar columnas niveladas y sujetas con puntales separados a una distancia de 3.00 mts entre columnas.

Luego se procede a la instalación de los soportes o calzas de las planchas del cilindro para el proceso de montaje. Una vez concluido el montaje de todos los anillos del cilindro se procede al retiro de las columnas y soportes del cilindro.

-Montaje del primer anillo, soldadura de cordones verticales:

Se inicia el montaje de las planchas del primer anillo, antes de efectuar las soldaduras verticales se coloca y se suelda espaciadores adecuados para mantener la separación entre las planchas según las especificaciones de los planos estos espaciadores (platinas "puentes") se sueldan por la cara interior de las planchas del cilindro, dejando intactos sus bordes. Las platinas se colocan aproximadamente a 0.30m de separación, Ver Figura 2.23.

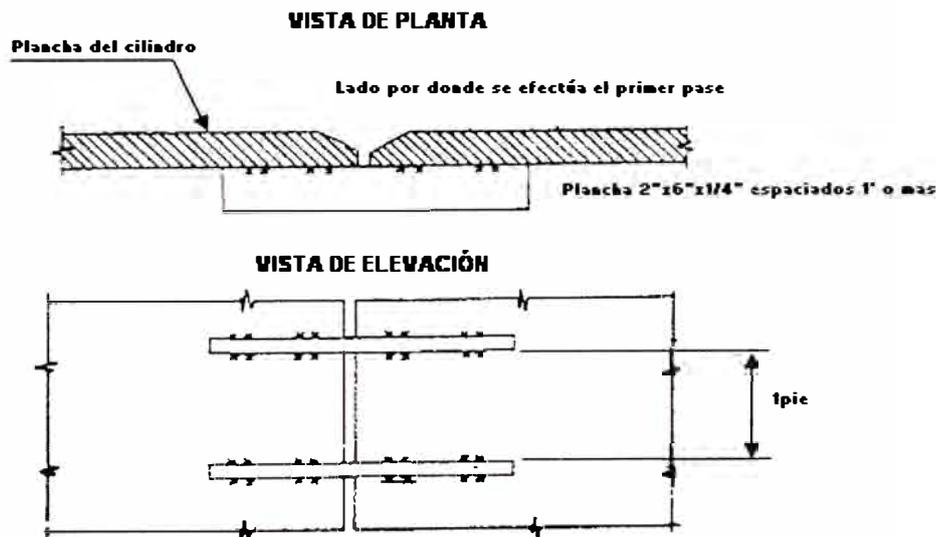


Figura 2.23 Colocación de platinas "puentes" por la cara interior de las planchas del cilindro

Para la costura de cierre previamente se verifica el perímetro del cilindro y luego se suelda la junta vertical, Ver Figura 2.24.



Figura 2.24 Erección del primer anillo del tanque

-Izaje del primer anillo mediante el sistema de gateo:

Una vez concluido la soldadura de todas las costuras verticales del primer anillo, se inicia el izaje de este cilindro mediante gatas ubicadas en cada una de las columnas instaladas inicialmente. El izaje se efectúa coordinadamente manteniendo uniformidad durante el proceso.

-Montaje del segundo anillo, soldadura de cordones verticales y soldadura del primer cordón horizontal:

Continúa el montaje del segundo anillo del cilindro colocando espaciadores adecuados con punzones en ambos lados para mantener la separación especificada en las juntas verticales y horizontales y platinas por la cara interior de las planchas del cilindro, Ver Figura 2.25. Se efectúa la soldadura de todas las costuras verticales antes de iniciar el armado entre el primer y segundo anillo (costura horizontal).

No se efectúa ninguna soldadura horizontal entre 2 anillos consecutivos, antes de haber terminado de ejecutar todas las costuras verticales de esos anillos.

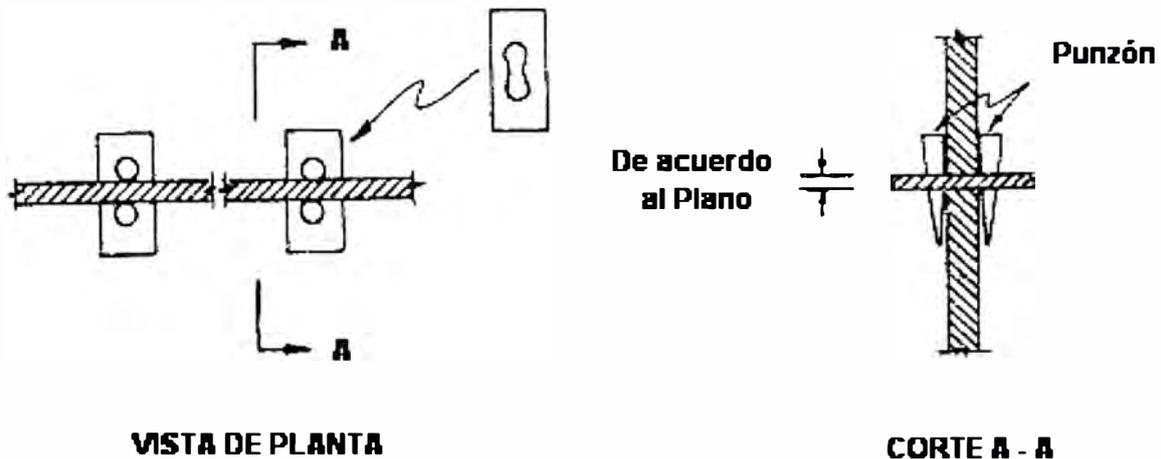


Figura 2.25 Colocación de espaciadores con punzones en ambos lados para mantener la separación

-Izaje del Segundo Anillo Mediante el Sistema de Gateo:

Una vez concluido la soldadura de todas las costuras verticales del primer anillo y costura horizontal entre el primer anillo y segundo anillo, se inicia el izaje de este cilindro mediante gatas ubicadas en cada una de las columnas instaladas inicialmente. El izaje se efectúa coordinadamente manteniendo uniformidad durante el proceso.

Sucesivamente se continúa con el mismo procedimiento hasta el último anillo.

-Montaje del último anillo:

Para el montaje del último anillo previamente se efectúa el izaje del cilindro hasta una altura similar a la de las planchas a instalar, se efectúa el armado y soldadura de las costuras verticales, luego el armado y soldadura entre el

penúltimo y último anillo (costura horizontal), quedando la costura cilindro – fondo, Ver Figura 2.26, se aprecia una vista externa de un tanque terminado.



Figura 2.26 Vista exterior de un tanque atmosférico vertical

-Soldadura del fondo:

Las planchas del fondo, después de estar distribuidas y apuntaladas, se soldaran en el orden señalado en el plano, (Ver Figura 2.27) de manera de producir hasta donde sea posible una superficie plana, con la menor distorsión por la contracción de la soldadura.



Figura 2.27 proceso de soldado en las planchas del fondo de un tanque

-Soldadura del fondo con perímetro interior del cilindro del tanque:

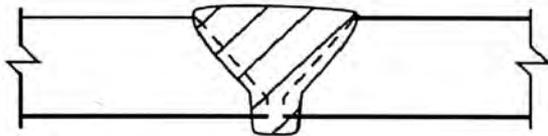
Una vez concluida la soldadura del fondo excepto las áreas de libre contracción, se procede a soldar el perímetro interior del cilindro - fondo según lo indicado en el plano.

-Soldadura de fondo con perímetro exterior del cilindro del tanque:

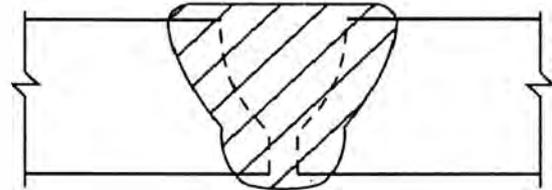
Una vez realizadas las pruebas correspondientes de control de calidad de las soldaduras y verificado que no hay fallas en la soldadura se procede a soldar el perímetro exterior.

Terminado la soldadura cilindro – fondo del tanque, se soldaran las uniones del fondo que se hayan dejado de soldar.

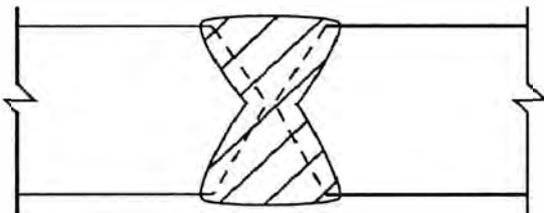
A continuación se presentan típicas uniones soldadas en los tanques, Ver Figuras 2.28, 2.29, 2.30, 2.31, 2.32 y 2.33, el bisel del cordón de soldadura y los demás parámetros de soldeo deberá determinarse durante la especificación y calificación del procedimiento de soldadura.



Unión simple a tope - V



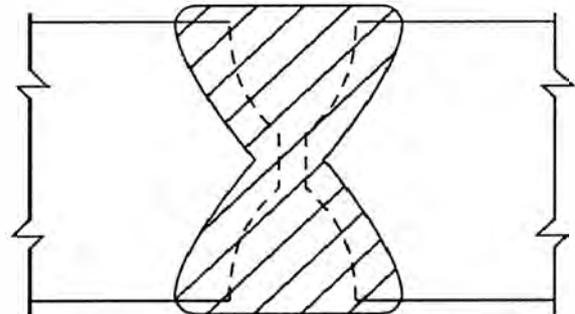
Unión simple a tope - U



Unión doble a tope - V



Unión cuadrada a tope - U



Unión doble a tope - U

Figura 2.28 Uniones verticales típicas del cilindro del tanque

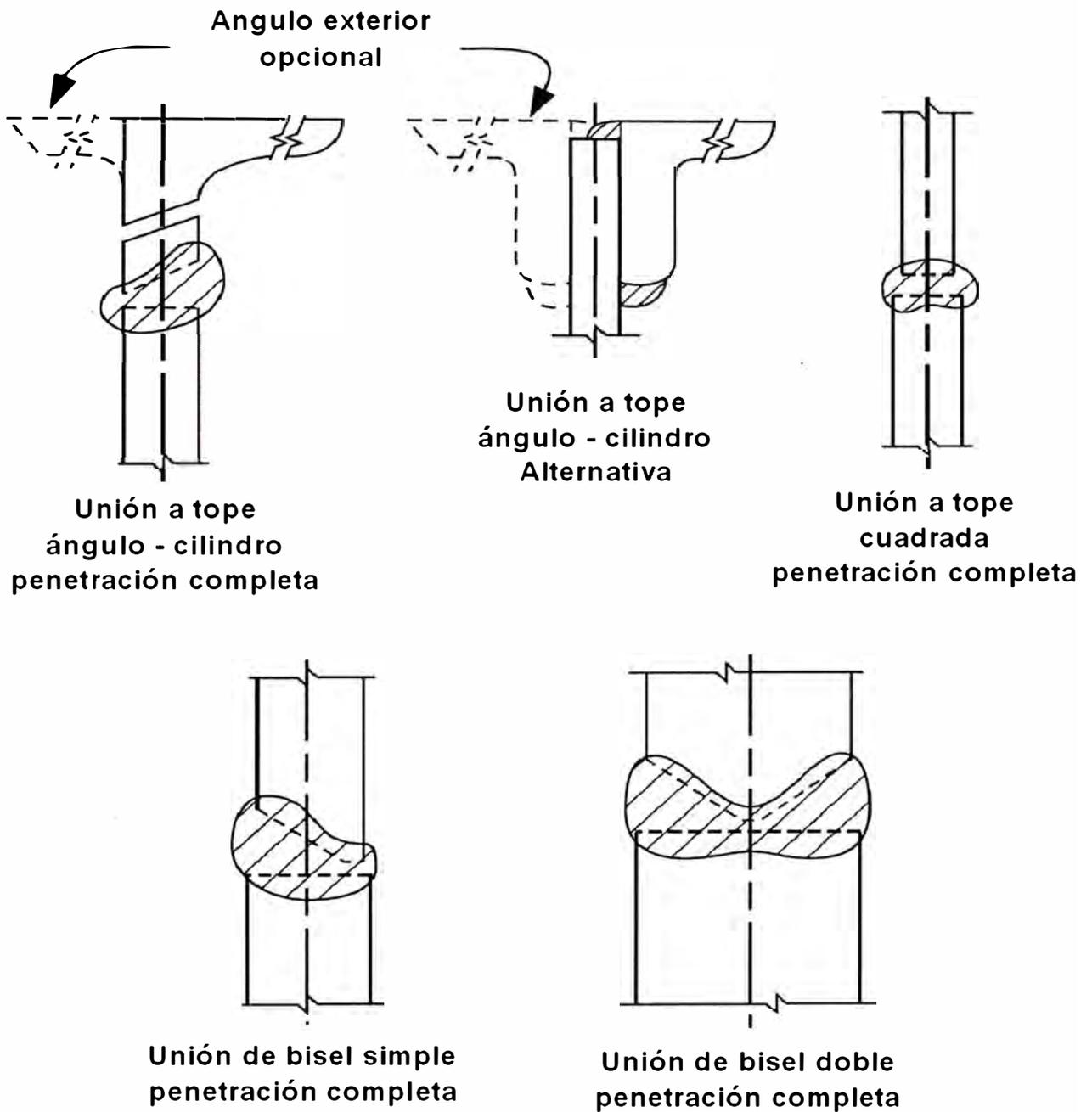
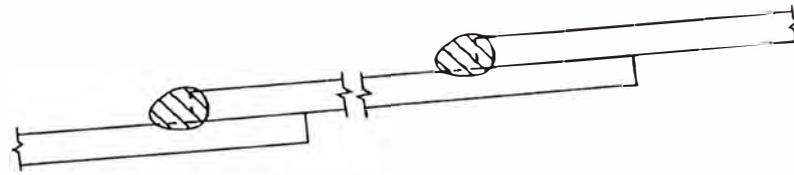
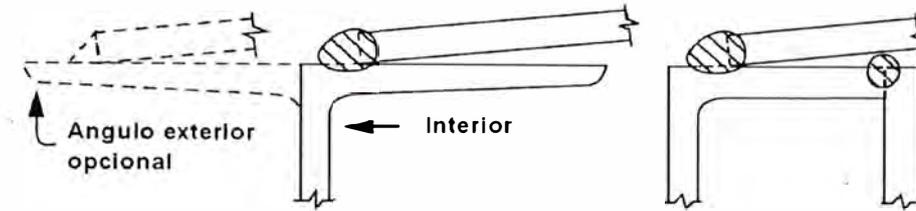


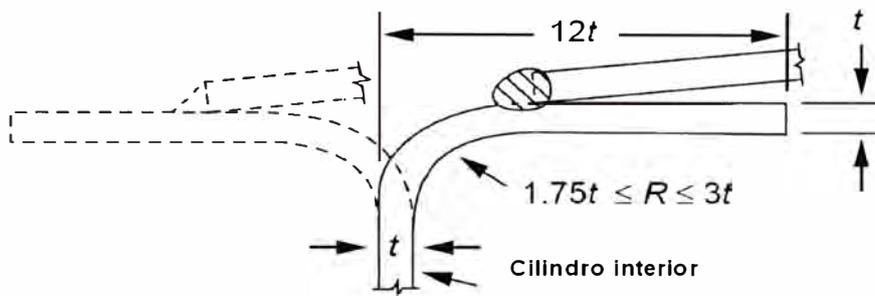
Figura 2.29 Uniones horizontales típicas del cilindro del tanque



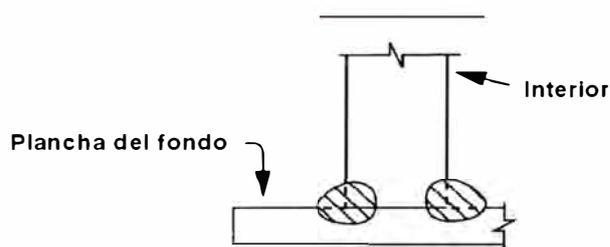
UNIÓN DE LAS PLANCHAS DEL TECHO



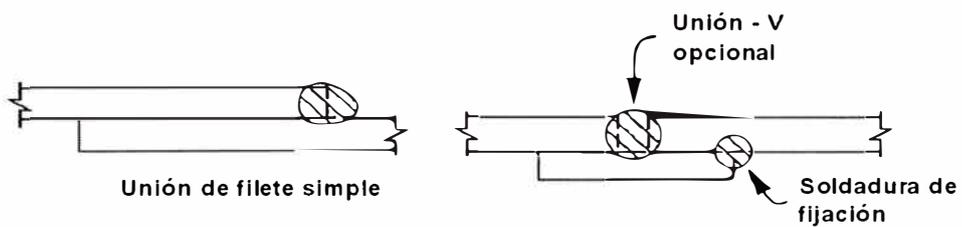
UNIÓN - TECHO CILINDRO



ALTERNATIVA UNIÓN - TECHO CILINDRO



UNIÓN - FONDO CILINDRO



UNIÓN DE LAS PLANCHAS DEL FONDO

Figura 2.30 Uniones típicas techo y fondo

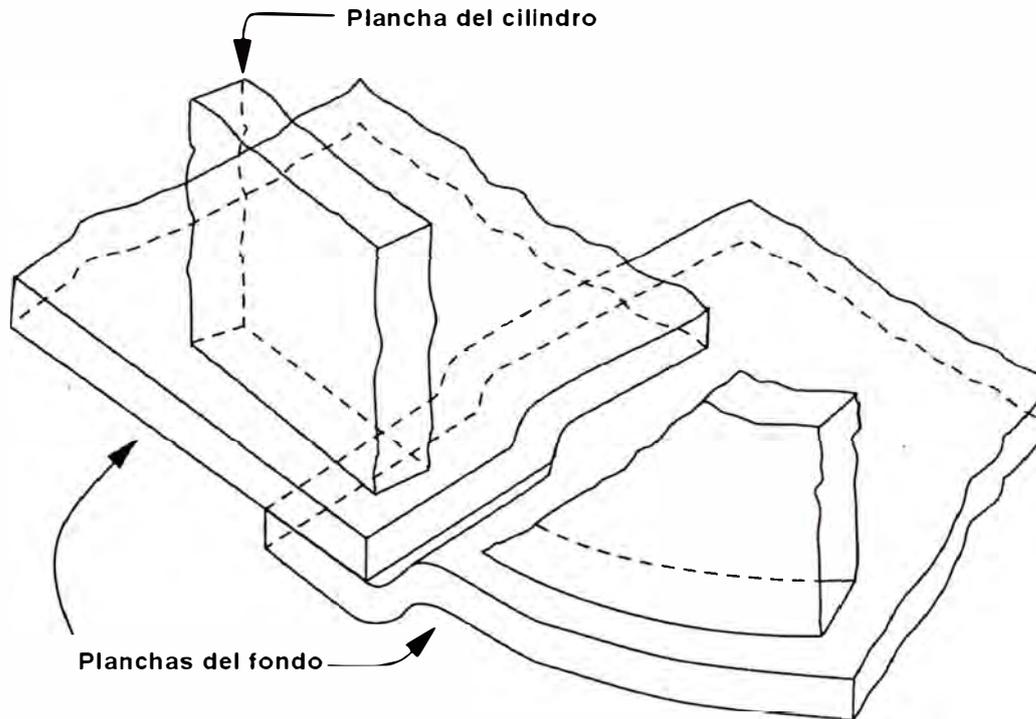
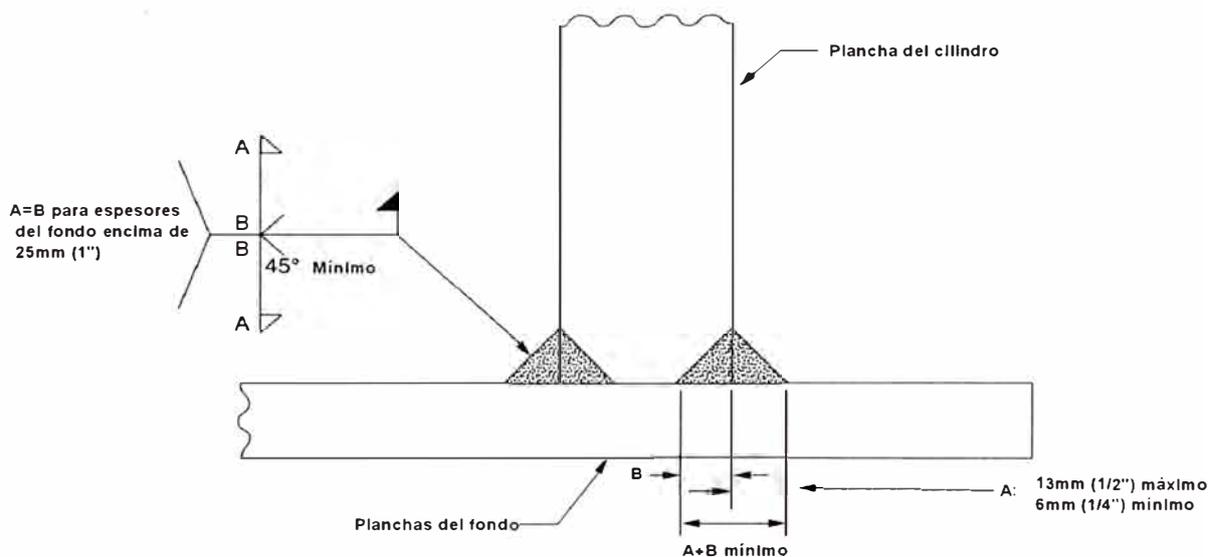


Figura 2.31 Método de preparación del pliegue - soldadura de las planchas debajo del fondo y del cilindro

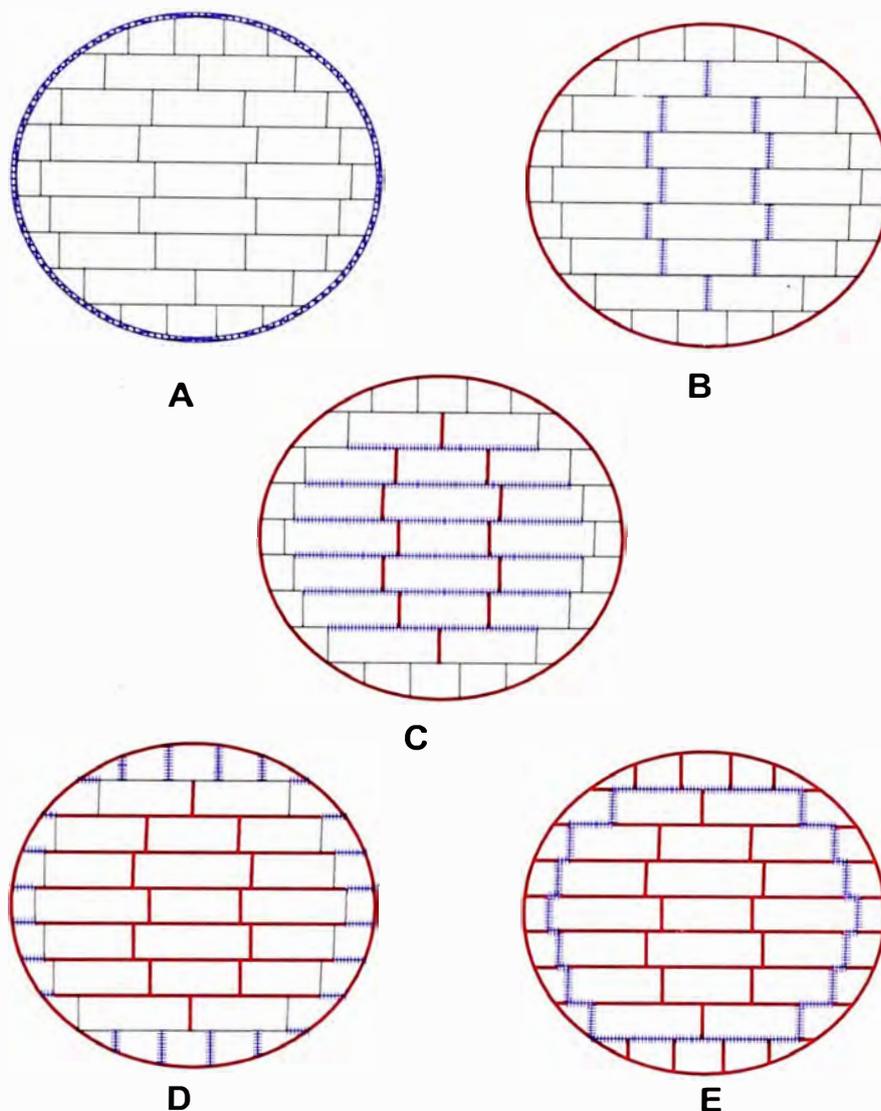


Notas :

1. A = Soldadura filete 13mm (1/2") máximo
2. A+B = Fino o espesor de la plancha del cilindro o fondo
3. Ranura soldada B puede exceder el filete únicamente cuando la plancha fondo es menor que 25mm (1")

Figura 2.32 Detalle de doble filete soldado a la plancha del fondo con espesor nominal mayor a 13 mm (1/2")

PLANO GENERAL QUE MUESTRA EL METODO EN EL CUAL LAS PLANCHAS DEL FONDO DE UN TANQUE TIPICO SON SOLDADAS



LEYENDA:

	JUNTAS NO SOLDADAS
	JUNTAS QUE SE ESTAN SOLDANDO
	JUNTAS SOLDADAS

SERIE DE SOLDADURA

- A SUÉLDESE EL CUERPO DE LAS PLANCHAS RECTANGULARES CORTADAS SEGÚN CROQUIS
- B SUÉLDESE LOS EXTREMOS DE LAS PLANCHAS RECTANGULARES UNAS CON OTRAS PERO NO A LAS PLANCHAS RECTANGULARES CORTADAS SEGÚN CROQUIS
- C SUÉLDESE LAS JUNTAS LARGAS DE LAS PLANCHAS RECTANGULARES
- D SUÉLDESE LAS PLANCHAS RECTANGULARES CORTADAS SEGÚN CROQUIS UNAS CON OTRAS
- E SUÉLDESE LAS PLANCHAS RECTANGULARES A LAS PLANCHAS RECTANGULARES CORTADAS SEGÚN CROQUIS

Figura 2.33 Ejemplo de secuencia de soldeo de las planchas del fondo

-Montaje de Planchas de Techo:

Previamente para el manipuleo y transporte de los materiales al interior del tanque se ha dejado una ventana en el primer anillo del cilindro del tanque para facilitar dicha actividad, Ver Figura 2.34.

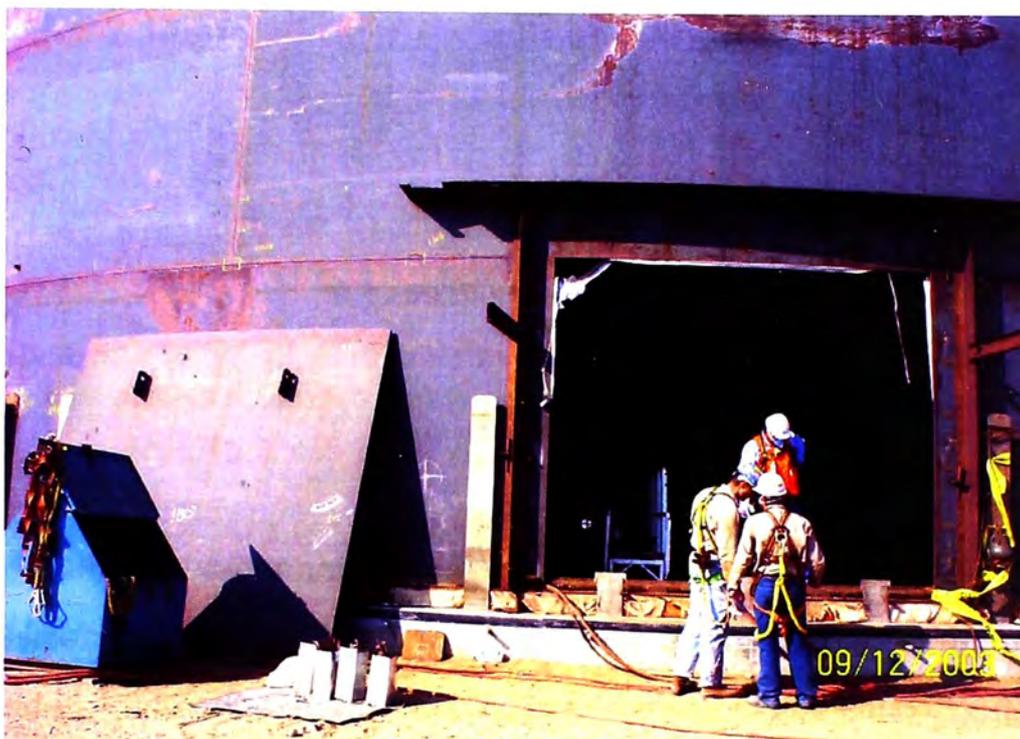


Figura 2.34 Ventana en el primer anillo para el traslado de facilidades al interior del tanque

Se procede al armado y apuntalado según el plano de distribución de planchas de techo, Ver Figura 2.35, y especificaciones técnicas (armado de uniones traslapadas entre las planchas del techo) Es fundamental que al armar las planchas queden perfectamente ajustadas, y sujetas con puntos de soldadura bien fusionados, de solo $\frac{1}{4}$ " de longitud, de modo que, con solo una ligera limpieza con esmeril, queden las juntas aptas y sin estorbos para la soldadura.

La mínima distancia entre puntos es de $20e$ (e =espesor de la plancha) y la máxima de $25e$, debe respetarse esta regla para obtener un perfecto

“cocido” de la estructura. Aplicar esta recomendación para la zona de la techo o cubierta.

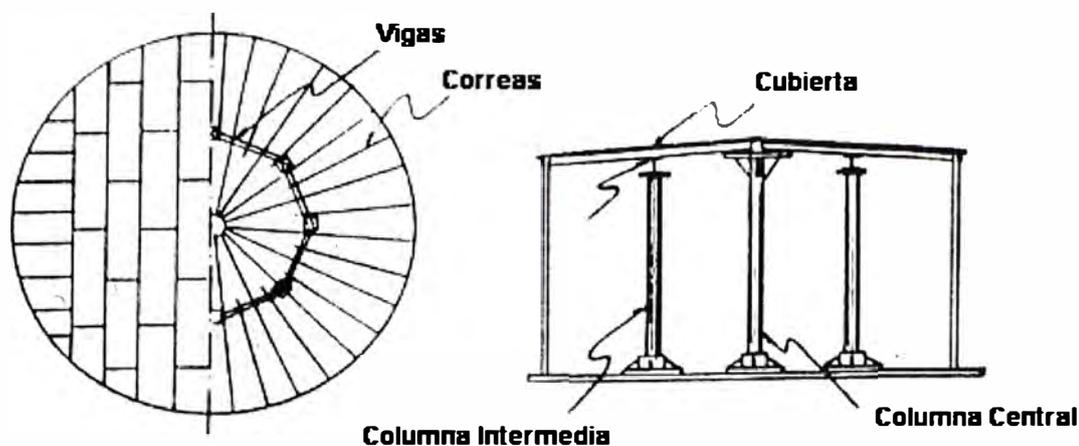


Figura 2.35 Arreglo típico de la distribución de planchas del techo y estructura de techo soportado

2.7 Muros de contención

En el almacenamiento de Hidrocarburos, es el elemento de altura apropiada destinada a contener derrames de líquidos, construido de concreto, tierra o cualquier otro material Ver Figuras 2.36 y 2.37, pero que reúne la condición de ser impermeable.

Siempre que se disponga de los materiales y de los espaciamentos necesarios, se preferirán los muros de tierra, por su economía.

La capacidad requerida de retención se obtendrá con muros de altura no mayor de 6 pies de preferencia, se recomienda que la altura mínima del muro de contención será de 18", estos muros deberán ser capaces de retener una capacidad mínima del 110% del tanque de mayor volumen ubicado en su interior.

Si el material del muro es permeable deberá considerarse una capa de revestimiento impermeable, la superficie del muro se protegerá contra la erosión y desmoronamiento, mediante un tratamiento adecuado.

Los muros de contención se construirán uniformemente y en capas sucesivas adecuadamente compactados.



Figura 2.36 Muro de contención tipo pared impermeabilizada



Figura 2.37 Muro de contención de tierra impermeabilizada

CAPITULO III

MARCO LEGAL TÉCNICO

3.1 MARCO LEGAL

Las actividades que se desarrollan en el sector hidrocarburos en el territorio nacional, esta comprendido dentro de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que es un conjunto de mandatos concordantes con la Constitución de la República y otras normas afines.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos

La Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221 fue promulgada el 19 de agosto de 1993.

Esta conformada por 11 títulos, 5 capítulos, 90 artículos

El primer título plantea los principios generales que delinean el espíritu de la ley, y son los siguientes:

Promueve el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la

finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional.

Establece que el Ministerio de Energía y Minas es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las demás normas pertinentes. El Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente Ley.

Indica que las normas o dispositivos reglamentarios que dicten otros sectores que tengan relación con las actividades de Hidrocarburos, deberán contar con la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas, salvo lo dispuesto en la Norma XIV del Título Preliminar del Código Tributario.

Señala que El OSINERG es el organismo encargado de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional.

Crea bajo la denominación social de PERUPETRO S.A., la Empresa Estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas, organizada como Sociedad Anónima de acuerdo a la Ley General de Sociedades, cuya organización y funciones será aprobada por Ley.

El título II establece las ordenanzas sobre la mayor de las actividades exploración y explotación, como sus principios, generalidades de los contratos, aspectos técnicos y financieros así como del término del contrato.

Los títulos siguientes son más específicos como:

El título III que trata sobre ductos, indicando que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de Hidrocarburos y de sus productos derivados, de

acuerdo a un contrato de concesión para el transporte, que se otorgará con sujeción a las disposiciones que establezca el reglamento que dictará el Ministerio de Energía y Minas, además indica que la tarifas de transporte se fijarán de acuerdo con el Reglamento aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

El título IV trata del almacenamiento, el cual será descrito más ampliamente al final de los comentarios generales de los títulos siguientes.

El título V trata de la refinación y procesamiento, indicando que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímicas, con sujeción a las normas que establezca el Ministerio de Energía y Minas.

También cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá importar Hidrocarburos, los tributos que graven la importación serán de cargo del importador.

Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que importen Hidrocarburos para ser procesados y transformados en el país y destinarlos a la exportación, podrán hacer uso del régimen de admisión temporal, conforme lo establece la Ley General de Aduanas y sus normas modificatorias y reglamentarias.

El título VI trata sobre el transporte, distribución y comercialización de productos indicando que el transporte, la distribución mayorista, minorista y la comercialización de los productos derivados de los Hidrocarburos se

regirán por las normas que apruebe el Ministerio de Energía y Minas; dichas normas deberán contener mecanismos que satisfagan el abastecimiento del mercado interno.

El título VII trata sobre el libre comercio indicando que las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y los productos derivados, se rigen por la oferta y demanda y que cualquier subsidio que el Estado desee implementar, deberá efectuarse por transferencia directa del Tesoro Público.

El título VIII trata sobre la distribución del Gas Natural indicando que la distribución de gas natural por red de ductos es un servicio público; el Ministerio de Energía y Minas otorgará concesiones para la distribución de gas natural por red de ductos a entidades nacionales o extranjeras que demuestren capacidad técnica y financiera, también determinará la autoridad competente para regular el servicio de distribución de gas natural por red de ductos y dictará el reglamento que establecerá, entre otros aspectos, las Normas específicas para otorgar concesiones.

El título IX establece las Disposiciones Generales, como:

Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de Hidrocarburos estarán sujetas al régimen tributario común, con las excepciones dispuestas por la presente Ley.

En cuanto a los Derechos de Uso, Servidumbre y Expropiación, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de Hidrocarburos comprendidas en los títulos II, III y VIII, tienen derecho a utilizar el agua, grava, madera y otros materiales de construcción

que sean necesarios para sus, operaciones, respetándose los derechos de terceros y en concordancia con la legislación pertinente.

Asimismo, podrán gestionar permisos, derechos de servidumbre, uso de agua y derechos de superficie, así como cualquier otro tipo de derechos y autorizaciones sobre terrenos públicos o privados, que resulten necesarios para que lleven a cabo sus actividades.

Los perjuicios económicos que ocasionase el ejercicio de tales derechos deberán ser indemnizados por las personas que ocasionen tales perjuicios.

3.2 TITULO IV – ALMACENAMIENTO

Este título trata sobre el almacenamiento de hidrocarburos, título que está directamente relacionado con nuestro tema de reparación de fondos de tanques de almacenamiento, por lo que su descripción será realizada con más detenimiento.

Este título establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener instalaciones para el almacenamiento de Hidrocarburos y de sus productos derivados, con sujeción a los reglamentos que dicte el Ministerio de Energía y Minas, en concordancia con:

Ley Orgánica de Hidrocarburos Art. 3º Ley N° 26221

Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, D.S. N° 046-93-EM

Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, D.S. N° 051-93-EM

Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos,

D.S. N° 052-93-EM

Reglamento de Seguridad para Establecimientos de Venta al Público de Combustibles Derivados de Hidrocarburos, D.S. N° 054-93-EM

Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, D.S. N° 055-93-EM.

3.2.1 Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 046-93-EM.

Este reglamento manda que las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos deberán cumplir con las disposiciones sobre el Medio Ambiente.

3.2.1.1 Objeto del Reglamento

Este Reglamento tiene por objeto establecer las normas y disposiciones a nivel nacional para el desarrollo de las actividades de exploración, transformación, transporte, comercialización, almacenamiento y conexas en el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos en condiciones que éstas no originen un impacto ambiental y/o social negativo para las poblaciones y ecosistemas que sobrepase los límites que se establezcan en el presente Reglamento, de conformidad con lo establecido en el Decreto Legislativo N° 613 Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, Decreto Legislativo N° 757, la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221 y demás disposiciones legales pertinentes; bajo el concepto de desarrollo sostenible.

3.2.1.2 Ámbito de aplicación

Este Reglamento es de aplicación para todas las personas naturales y jurídicas cuya actividad se desarrolla dentro del territorio nacional y tengan a su cargo o participen en la realización de proyectos, ejecución de obras y operación de Instalaciones relacionadas con las Actividades de Hidrocarburos.

3.2.1.3 Responsabilidad ambiental de los que realizan actividades de hidrocarburos

Las personas naturales y jurídicas a que hace mención el ítem 3.2.1.2, son responsables por las emisiones, vertimientos y confinamiento de desechos al ambiente que se produzcan como resultado de los procesos efectuados a sus instalaciones. A este efecto es su obligación evitar que aquellos elementos y las sustancias que por sus concentraciones pueden tener efectos adversos en el ambiente, sobrepasen los límites establecidos.

Este Reglamento tiene el siguiente contenido:

- Titulo I : Del contenido y alcance (Arts. 1° al 3°).
- Titulo II : De los Organismos Competentes (Arts. 4° al 7°).
- Titulo III : De la Fiscalización (Arts. 8° y 9°).
- Titulo IV : Del Estudio de Impacto ambiental (E.I.A.) (Arts. 10° al 16°).
- Titulo V : Disposiciones Aplicables a todas las Fases (Arts. 17° al 25°).
- Titulo VI : Fase de Exploración Geológica y Geofísica (Arts. 26° al 28°).
- Titulo VII : Fase de Perforación Exploratoria (Arts. 29° al 36°).
- Titulo VIII : De la Fase de Explotación (Arts. 37° al 44°).
- Titulo IX : De la Transformación o Refinación (Art. 45°).
- Titulo X : Del Transporte y Almacenamiento (Arts. 46° y 47°).

- Titulo XI : De las Infracciones y Sanciones (Arts. 48° al 52°).
- Titulo XII : Del Proceso de Sanciones (Arts. 53° al 55°)
- Titulo XIII : De la Terminación de la Actividad (Art. 56°).
- Titulo XIV : Disposiciones Complementarias.
- Titulo XV : Disposición Transitoria.
- Titulo XVI : Definiciones.
- Titulo XVII : Apéndice.

3.2.2 Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 051-93-EM

Reglamenta las normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, planteando claramente el objetivo y el ámbito del accionar de estas normas.

3.2.2.1 Objeto del Reglamento

Este Reglamento tiene por objeto establecer las normas y disposiciones para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de Refinerías y Plantas de Procesamiento de Hidrocarburos, que incluye los procesos de refinación de Petróleo, manufactura de asfaltos naturales, manufactura de grasas y lubricantes, petroquímica básica y el procesamiento de gas natural y condensados, de conformidad con lo establecido en el artículo 74° de la Ley Orgánica que norma las Actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional, Ley N° 26221.

3.2.2.2 Ámbito de Aplicación

Este Reglamento es de aplicación a las personas naturales y jurídicas de

derecho público y derecho privado cuya actividad se encuentra sujeta a jurisdicción nacional y tiene a su cargo el diseño, construcción, operación y mantenimiento de refinerías y plantas de procesamiento de hidrocarburos.

3.2.2.3 Complementación normativa

Este Reglamento se aplicará complementado con las normas establecidas en los Reglamento de Seguridad para las Actividades en Hidrocarburos, Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, Almacenamiento de Hidrocarburos y Comercialización de Combustibles Líquidos derivados de los Hidrocarburos de la Ley N° 26221, y otros dispositivos legales vigentes que sean aplicables conforme a lo establecido en el artículo 4° de la misma Ley.

3.2.2.4 Finalidad última del Reglamento

Además este Reglamento establece las normas que deben seguirse en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de Refinerías y Plantas de Procesamiento de Hidrocarburos, con el objeto de:

- a) Proteger al personal y las instalaciones.
- b) Proteger el medio ambiente.
- c) Conservar los recursos energéticos.
- d) Asegurar una calidad satisfactoria de los productos vendidos al público.

Este Reglamento tiene el siguiente contenido:

- | | |
|------------|---|
| Titulo I | : Contenido y alcance (Arts. 1° al 4°). |
| Titulo II | : Organismos competentes (Arts. 5° al 7°) |
| Titulo III | : Fiscalización (Art. 8°). |

Titulo IV : Autorización de construcción y funcionamiento (Arts. 9° al 15°)

Titulo V : Diseño y construcción

Capítulo I : Generalidades (Arts. 16° al 24°)

Capítulo II : Disposición de planta (Arts. 25° al 38°)

Capítulo III : Equipos y sistemas (Arts. 39° ai 63°)

Capitulo IV : Construcción y montaje (Arts. 64° al 70°).

Titulo VI : De la operación y mantenimiento (Arts. 71° al 95°)

Titulo VII : De los informes (Art. 96°)

Titulo VIII : De las infracciones y sanciones (Arts. 97° al 105°)

Titulo IX : Definiciones

3.2.3 Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM y modificado por Decreto Supremo N° 036-2003-EM.

Este Reglamento presenta el siguiente contenido:

Titulo Primero Del contenido y alcance

Titulo Segundo De los organismos competentes

Titulo Tercero De las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos.

Capítulo I Aspectos generales

Capítulo II Sistemas de almacenamiento

Capítulo III Planeamiento de las instalaciones

Titulo Cuarto Proyecto, construcción y operación de las instalaciones

Capítulo I Del proyecto

Capítulo II De la construcción

Capítulo III	Sistemas de tuberías y bombas
Capítulo IV	Instalaciones eléctricas
Capítulo V	Operaciones
Capítulo VI	Mantenimientos y ampliaciones
Capítulo VII	Protección contra incendio
Capítulo VIII	Otras medidas de seguridad
Capítulo IX	Control ambiental
Capítulo X	Terminación de la actividad
Capítulo XI	Dirección técnica de las instalaciones
Titulo Quinto :	Otras obligaciones y responsabilidades
Titulo Sexto	Disposiciones transitorias
Titulo Séptimo:	Normas complementarias
ANEXOS:	
Anexo I	Definiciones técnico operativas
Anexo II	Tablas

3.2.3.1 Objeto del Reglamento

Este Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, tiene por objeto establecer las normas y disposiciones para que, de conformidad con lo establecido en el artículo 73° de la Ley N° 26221, cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, pueda construir, operar y mantener Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, sea petróleo o derivados, en cualquiera de las diferentes etapas de la industria de los hidrocarburos:

- a) En la explotación, cuando el petróleo se encuentra en las baterías de campo o los patios de tanques.

- b) En el transporte, cuando el petróleo y/o derivados se encuentran en los patios de tanques de las estaciones de bombas, terminales marítimos y/o fluviales.
- c) En la refinación, cuando el petróleo y/o derivados se encuentran en los patios de tanques de las refinerías.
- d) En la comercialización, cuando los derivados se encuentran en los patios de tanques de las plantas de ventas.
- e) En el procesamiento, cuando el petróleo y/o derivados se encuentran en los patios de tanques de las Plantas de procesamiento

3.2.3.2 Aplicación

Este Reglamento es de aplicación obligatoria, para las personas u otras entidades, sea cual fuere su naturaleza jurídica, cuya actividad se encuentra sujeta a jurisdicción nacional y tenga a su cargo el proyecto, construcción, operación o mantenimiento de instalaciones para almacenamiento de hidrocarburos líquidos y/o de gases licuados de petróleo (GLP) y/o líquidos criogénicos, incluyendo el Gas Natural Licuado, en cualquiera de las actividades o etapas indicadas en el artículo precedente. A dichas personas o empresas en este Reglamento se les denomina Empresa Almacenadora.

Este Reglamento es de aplicación a las Empresas Almacenadoras de hidrocarburos, líquidos inflamables y combustibles líquidos, o líquidos residuales, excepto si son sólidos a 37.8°C (100°F) o más, que se almacenan en estado líquido a condiciones normales de temperatura y presión. Este Reglamento también se aplica a los gases licuados y líquidos criogénicos.

3.2.4 Reglamento de Seguridad para Establecimientos de Venta al Público de Combustibles Derivados de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 054-93-EM.

3.2.4.1 Aplicación

Este Reglamento se aplicará a nivel nacional a las personas naturales y jurídicas, que realicen la comercialización de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos por intermedio de los Establecimientos de Venta al Público de Combustibles, como son las Estaciones de Servicio, Puesto de Venta de Combustibles también denominados como Grifos, Consumidores Directos y los Almacenes rurales de combustibles en cilindros.

Este Reglamento tiene el siguiente contenido:

Titulo I : Disposiciones Generales (Arts. 1° al 3°)

Titulo II : Establecimientos de venta al público de combustibles

Capítulo I Normas para la construcción y seguridad de las instalaciones (Arts. 4° al 23°)

Capítulo II : Tanques de almacenamiento de combustibles (Arts. 24° al 33°)

Capítulo III : Normas de seguridad en las operaciones de las instalaciones (Arts. 34° al 37°)

Capítulo IV : Instalaciones eléctricas y clasificación de áreas peligrosas (Arts. 38° al 43°)

Capítulo V : Surtidores, unidades de suministro, varios de seguridad (Arts. 44° al 60°)

Capítulo VI : Clasificación de los combustibles (Art. 61°)

Capítulo VII : Otras recomendaciones de seguridad (Arts 62° al 67°)

Titulo III : De los servicios al publico (Arts. 68° al 74°)

Titulo IV : Almacenamiento en cilindros (Arts. 75° al 84°)

3.2.5 Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 055-93-EM

Este Reglamento se establece por el Ministerio de Energía y Minas en cumplimiento al artículo 33° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y tiene por objeto normar las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos a nivel nacional, con el fin de obtener la máxima producción eficiente de los Hidrocarburos, que permita la recuperación final de las Reservas sin desmedro técnico-económico de su magnitud.

Este Reglamento tiene el siguiente contenido:

Titulo I : Del contenido y alcance (Arts. 1° al 3°)

Titulo II : De los Organismos Competentes (Arts. 4° al 6°)

Titulo III : Definiciones (Art. 7°)

Titulo IV : Del Reglamento en General (Arts. 8° al 15°)

Titulo V : De la Exploración

Capítulo I : De las actividades exploratorias (Arts. 16° al 19°)

Capítulo II : Del manejo de explosivos (Arts. 20° al 39°)

Capítulo III : De la seguridad (Arts. 40° al 59°)

Capítulo IV : Del ambiente (Arts. 60° al 96°)

Titulo VI : De la Perforación (Art. 97°)

Capítulo I : De la instalación y del equipo de perforación (Arts. 98° al 124°)

Capítulo II : De la perforación del pozo (Arts. 125° al 145°)

Capítulo III : De la completación del pozo (Art. 146° al 173°)

Capítulo IV : Del abandono de un pozo (Arts. 174° al 186°)

Titulo VII : De la Producción

Capítulo I : De la producción en general (Arts. 187° al 201°)

Capítulo II : De los equipos de producción (Arts. 202° al 224°)

Capítulo III : De las operaciones de producción (Arts. 225° al 254°)

Capítulo IV : De la medición de hidrocarburos fiscalizados (Arts
255° al 265°)

Titulo VIII : De la Información (Arts. 266° al 267°)

Capítulo I : Informes de exploración (Arts. 268° al 269°)

Capítulo II : Informes de perforación (Art. 270°)

Capítulo III : Informes de producción (Arts. 271° al 272°)

Capítulo IV : Otros informes (Art. 273°)

Anexos A : Definiciones

Anexos B : Derechos de uso, servidumbre y expropiación.

3.3 MARCO TÉCNICO

Es el conjunto de actividades que han sido preparadas y desarrolladas en base al conocimiento y experiencia adquirida, donde se dan los requerimientos mínimos que se debe cumplir durante el proceso de la ejecución de diversas acciones que garanticen la calidad, seguridad etc., con márgenes aceptables de un determinado elemento por ejemplo en la construcción, inspección, mantenimiento, seguridad y de asuntos ambientales generalmente están referidos a normas extranjeras, por lo que antes es necesario establecer lo que se entiende por estándar o norma, código y especificación.

3.3.1 Norma

Puede tener un alcance nacional o internacional. El término norma es equivalente a estándar, el cual es un documento que establece los requerimientos mínimos de calidad para la actividad en cuestión de un determinado elemento, estructura o equipo. Se usa cuando es requerido legalmente con carácter local o gubernamental y se encuentra establecido en los documentos de contrato a petición del propietario del elemento, estructura o equipo.

3.3.2 Código

Conjunto de reglas donde se definen diseño, fabricación, Inspección (límites de aceptación), los códigos se establecen para equipos o conjuntos específicos y tiene alcance para sociedades.

Es una norma de carácter mandatorio. Cuando en los documentos de contrato se estipula el uso de esta norma se requerirá conformidad con todas las provisiones de este código, con excepción de aquellas provisiones que el ingeniero o los documentos de contrato modifiquen.

3.3.3 Especificación

Documento que fija las características de un producto o servicio, niveles de calidad, funcionamiento, comportamiento, seguridad o dimensiones, pueden ser dibujos, modelos, documentos. Existen especificaciones de ensayo, fabricación, inspección, instalación, mantenimiento, proceso, prueba.

3.3.4 Normas para la construcción y operación de tanques

Son las normas que son utilizadas desde la concepción del tanque en el diseño hasta el fin de las de las operaciones (abandono) del tanque, podemos subdividirlo según su aplicación:

- Normas para la construcción de tanques
- Normas para la Inspección y Mantenimiento
- Normas de seguridad
- Normas Ambientales

3.3.4.1 Normas para la construcción de tanques

A continuación se presenta un conjunto de normas, especificaciones y recomendaciones prácticas empleadas en el diseño y construcción de tanques de almacenamiento de petróleo y sus derivados.

API Especificación 12B

Especificación para los Tanques Empernados para el Almacenamiento de Líquidos de la Producción

Esta especificación cubre el material, diseño, fabricación y requisitos de las pruebas de los tanques de acero cilíndrico verticales empernados sobre tierra, con capacidades nominales de 100 a 10,000 barriles, para presiones internas aproximadamente atmosféricas.

Esta especificación ha sido elaborada para proveer a la industria de la producción petrolera tanques para una operación segura y economía razonable para ser usado en el almacenamiento de petróleo crudo y otros líquidos comúnmente manipulados y almacenados por la industria de la producción.

API Especificación 12D

Especificación para los Tanques Soldados para el Almacenamiento de Líquidos de la Producción

Esta especificación cubre el material, diseño, fabricación y requisitos de las pruebas de los tanques de acero cilíndrico verticales soldados sobre tierra, con capacidades nominales de 500 a 10,000 barriles, para presiones aproximadamente atmosféricas para el servicio de la producción.

API Especificación 12F

Especificación para la fabricación en Taller de los Tanques Soldados para el Almacenamiento de Líquidos de la Producción

Esta especificación cubre el material, diseño, fabricación y requisitos de las pruebas de los tanques de acero cilíndrico verticales sobre tierra fabricados en taller, con capacidades nominales de 90 a 500 barriles, para presiones aproximadamente atmosféricas para el servicio de la producción.

API Norma 620

Diseño y Construcción de Grandes Tanques Soldados para el Almacenamiento a Baja Presión.

Esta norma cubre el diseño y construcción de grandes tanques de acero al carbono soldados para el almacenamiento a baja presión (se incluyen los tanques de fondo plano) que tiene un solo eje vertical de revolución. Estos tanques se diseñan para temperaturas de metal no mayores a 121°C (250°F) y con presiones en su gas o espacios de vapor no mayor de 15 psig .

La norma cubre:

- Los materiales usados en la construcción de tanques;

- Los principios de diseño (temperatura de operación, presión de diseño, cargas, tensiones aceptables máximas, sobre espesor de corrosión, revestimientos y métodos de diseño para los diversos tipos de tanques);
- Los principios de fabricación;
- La inspección y pruebas;
- Marcado de tanques (contenido de la placa personalizada para tanques hechos de acuerdo con el API 620) y el Informe del Fabricante y Certificación;
- Requisitos de los dispositivos de presión y vacío (API Std 2000).
- Apéndices: donde se tratan los problemas como las fundaciones, las estructuras de apoyo, el agrietamiento por hidrógeno-inducido, alivio de tensiones, diseño sísmico, etc.

API Norma 650

Tanques de Acero Soldados para el Almacenamiento de Aceite

Esta norma cubre el material, diseño, fabricación, erección y requisitos de las pruebas de los tanques de almacenamiento de acero soldados verticales del tipo cilíndricos sobre tierra, con o sin techo, en sus diferentes tamaños y capacidades.

Aplica a los tanques para el almacenamiento de petróleo, productos derivados del petróleo y otros productos líquidos con presiones interiores que se aproximan a la presión atmosférica, pero la presión más alta se permite cuando se reúnen requisitos adicionales.

Esta norma sólo aplica a tanques cuyos fondos están completamente y uniformemente soportados y en un servicio no refrigerado con una temperatura de operación máxima de 90°C (200°F).

La norma cubre:

- Los materiales usados en la construcción de tanques;
- El diseño (uniones, planchas del fondo, diseño del cilindro, diseño de aberturas y accesorios);
- Los principios de fabricación;
- La erección (soldadura, inspección, comprobación y reparaciones);
- Los métodos de inspección de uniones soldadas;
- Procedimientos soldadura y calificación del soldadores;
- Marcado de tanques (contenido de la placa personalizada para tanques hechos de acuerdo con API 650) y Certificación;

Apéndices donde se tratan tanques pequeños, fundaciones, techos flotantes, el diseño sísmico, los requisitos adicionales para operación con presiones interiores pequeñas, detección de fugas, temperaturas elevadas (90°C a 260°C), etc.

API Práctica Recomendada 1615

Instalación de Sistemas de Almacenamiento de Petróleo enterrado

Proporciona procedimientos y mecanismos que deben ser utilizados correctamente en la instalación de sistemas de almacenamiento de petróleo enterrados. Para el uso de arquitectos, ingenieros, propietarios de tanques, operadores de tanques, y contratistas. Aplica a los sistemas de los tanques de almacenamiento que almacenan productos de petróleo y que se comercializan al por menor.

API Publicación 850

Interpretaciones de las Normas API 620, 650, y 653 Construcción e Inspección de tanques en servicio

UL 58

Tanques de acero enterrados para los combustibles Inflamables Líquidos

API Especificación 12P

Tanques de Plásticos de Fibra de vidrio Reforzado

API Especificación 12A

Especificación para Tanques de Almacenamiento Remachados para el almacenamiento de Aceite

API Especificación 12C

Tanques de Almacenamiento Soldados para el almacenamiento de Aceite, (reemplazado por el API 650)

API Especificación 12H

Instalación de Nuevos Fondos en los Tanques de Almacenamiento en servicio.

API Especificación 12G

Norma para la construcción de Tanques de Aluminio Soldados

API Especificación 12E

Tanques de Madera para el Servicio de la Producción,

ASME B96.1

Soldadura de Aluminio en Tanques de Almacenamiento,

Cubre el diseño y fabricación de los tanques de almacenamiento soldados de aluminio.

UL 142

Tanques de Acero sobre tierra para Combustibles Líquidos Inflamables.

Cubre el diseño y las especificaciones de la construcción para la fabricación de Tanques de Acero sobre tierra para combustibles líquidos inflamables listados UL.

UL 2085

Aislamiento de Tanques de Acero sobre tierra para combustibles líquidos inflamables.

Cubre el aislamiento de los tanques atmosféricos sobre tierra que almacenaran líquidos no corrosivos, estables, inflamables o combustibles.

3.3.4.2 Normas para la Inspección y Mantenimiento

A continuación se presenta un conjunto de normas, relacionadas con la inspección y mantenimiento de tanques de almacenamiento de petróleo y sus derivados.

API Practica Recomendada 12R1

Mantenimiento, Inspección, Funcionamiento, y Reparación de Tanques en el Servicio de la producción

Esta práctica recomendada deberá ser considerada como una guía en la instalación de nuevos tanques y en el mantenimiento de tanques existentes. Esta recomendación práctica ha sido pensada principalmente para la aplicación en tanques fabricados según las especificaciones de los APIs 12B, D y F.

API Práctica Recomendada 575

Inspección de Tanques Atmosféricos de Almacenamiento a Baja Presión

Cubre la inspección de los tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión que se han diseñados para operar con presiones desde la atmosférica a 15 psig. Incluye los fundamentos para la inspección, frecuencia y métodos de inspección, métodos de reparación, y preparación de archivos e informes. Esta recomendación práctica intenta complementar

el API 653 que cubre los mínimos requisitos para mantener la integridad de los tanques de almacenamiento después de que ellos estuvieron puestos en servicio.

API Práctica Recomendada 651

Protección catódica de Tanques de almacenamiento sobre tierra

Describe los problemas característicos de la corrosión en los tanques de almacenamiento de acero y en sus sistemas asociados de tuberías. Proporciona una descripción general de los dos métodos usados actualmente para proporcionar protección catódica contra la corrosión.

API Práctica Recomendada 652

Revestimientos de fondos de los tanques de almacenamiento de Petróleo

Describe procedimientos y prácticas para la aplicación de revestimientos de fondo en tanques de almacenamiento sobre tierra nuevos y existentes para conseguir el control eficaz de la corrosión.

API Norma 653

Inspección, Reparación, Alteración, y Reconstrucción de tanques

Esta norma se basa en el conocimiento y la experiencia acumulada de los propietarios, operadores, fabricantes y reparadores de tanques de acero de almacenamiento, el objetivo de esta publicación es facilitar una guía para la inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques de acero usados para almacenamiento en las industrias del petróleo y químicas.

Esta norma cubre los tanques de acero al carbono y de baja aleación contruidos según el API 650 y su predecesora la 12C. Esta norma proporciona los requisitos mínimos para mantener la integridad de los tanques soldados o remachados de almacenamiento sobre tierra, no refrigerados, a la presión atmosférica una vez puestos en servicio. Cubre la

inspección, el mantenimiento, la reparación y reconstrucción de dichos tanques.

El alcance se limita a la cimentación del tanque, fondo, cilindro (envolvente), estructura, techo, accesorios y conexiones fijadas a la superficie de la primera brida, primera junta roscada o primera conexión del extremo soldado. La mayoría de requisitos de diseño, de soldadura, inspección y de materiales de la norma API 650 se pueden aplicar en la inspección de mantenimiento, clasificación, reparación y alteración de los tanques en servicio. En caso de conflicto aparente entre los requisitos de esta norma y la norma API 650 o su predecesora la API 12C esta norma regulará los tanques que se han puesto en servicio.

Esta norma emplea los principios de la Norma API 650, sin embargo el propietario / operador del tanque de almacenamiento, en base a la construcción específica y detalles de operación, puede aplicar esta norma a cualquier tanque construido según una especificación de tanques.

La finalidad de esta norma es que sea usada por las organizaciones que mantienen o tienen accesos al personal de ingeniería e inspección entrenado y experimentado en el diseño, fabricación, construcción e inspección de tanques.

Esta norma no contiene normas o directrices que cubran las diferentes condiciones que se puedan dar en un tanque existente. Si no se dan los detalles del diseño y de la construcción, y no están disponibles en la norma según la que fue construido originalmente, hay que usar detalles que ofrezcan un nivel de integridad igual o proporcionada por la actual edición de la norma API 650.

API Norma 2610 E

Diseño, Construcción, operación, mantenimiento e Inspección de los Terminales y tanques

Cubre el diseño, construcción, operación, inspección, y mantenimiento de los terminales (plantas de ventas de combustibles al por mayor) de almacenamiento de petróleo y facilidades asociadas con la comercialización, refinación, tubería, y otras actividades similares. Cubre la selección espaciado, contaminación, la prevención y control de pérdidas, operaciones seguras, prevención y protecciones contra incendio, tanques, diques (muros de contención) y bermas, sistemas mecánicos (sistema de tubería, válvulas, bombas), transferencia de producto, protección contra la corrosión, estructuras, remoción y abandono.

NACE STD RP0193-93:

Protección Catódica externa de los fondos de grandes tanques metálicos de almacenamiento.

3.3.4.3 Normas de seguridad

A continuación se presenta un conjunto de normas, especificaciones y recomendaciones prácticas empleadas en la seguridad de tanques de almacenamiento de petróleo y derivados.

API Norma 2000

Ventilación de tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión, refrigerada y no refrigerada.

Esta norma cubre los requisitos de la ventilación de los vapores en condiciones normales y de emergencia de los tanques de almacenamiento del petróleo líquido y de sus derivados así como de los tanques de

almacenamiento enterrados y refrigerados diseñados para operar con presiones de vacío hasta de 15 Lb./pulg².

- La norma incluye la siguiente información:
- Causas de la sobre presión o el vacío (movimiento del líquido, respiración del tanque, exposición al fuego, falla del equipo y errores operativos);
- Determinación de los requisitos de la ventilación
- Ventilación principal (venteo normal y de emergencia);
- Selección, instalación y mantenimiento de los dispositivos de ventilación
- Prueba y calibración de los dispositivos de ventilación.

API Norma 2015

Los requisitos para el Ingreso y Limpieza Segura de Tanques de Almacenamiento de Petróleo

Esta norma proporciona practicas seguras para el vaciado, aislado, ventilado, pruebas atmosféricas, accesibilidad, limpieza, trabajo en caliente y actividades de recomisionamiento (autorización para la operación), de tanques de almacenamiento sobre tierra atmosférico y de baja presión (hasta 15 psig) que ha contenido combustible inflamable, o materiales tóxicos.

Esta norma aplica a tanques estacionarios usados en el sector de la industria del petróleo, plantas petroquímicas y terminales.

API Práctica Recomendada 2016

Pautas y Procedimientos para el Ingreso y Limpieza de Tanques de Almacenamiento de Petróleo

Esta práctica recomendada, complementa los requisitos de la Norma API 2015,

(Los requisitos para el Ingreso y Limpieza Segura de Tanques de Almacenamiento de Petróleo)

Esta practica recomendada proporciona una guía e información en los aspectos específicos de la limpieza de tanque para ayudar a los trabajadores (el propietario / operadores y contratistas) para conducir en forma segura las operaciones de limpieza del tanque

API Publicación 2026

Ingreso y Egreso Seguro en los Tanques de Almacenamiento de Petróleo de Techo Flotante

Proporciona información de seguridad a los responsable de individuos que ejecutan trabajos de mantenimiento o reparaciones en tanques de almacenamiento de petróleo de techo flotantes.

API Publicación 2202

Desmantelamiento y confinamiento de los materiales (acero) de los Tanques de Almacenamiento de Gasolina con Plomo sobre tierra.

Describe las precauciones para prevenir la exposición riesgosa de personal a compuestos de plomo o sustancias antidetonante cuando se está desmantelando los tanques que han contenido gasolina con plomo y cuando se confina su acero.

API Publicación 2207

Precauciones durante la realización de trabajos en caliente en los Fondos de los Tanques.

Describe las precauciones de seguridad para prevenir fuegos y explosiones accidentales cuando el trabajo en caliente se esta realizando en los fondos de los tanques.

API Publicación 2030,

Sistemas de Rociadores de Agua para la Protección Contra Incendio en la Industria del Petróleo.

API Publicación 2214

Propiedades de las Herramientas manuales en el origen de chispas

API Publicación 2216

Riesgo de Ignición de los Vapores del Hidrocarburo por Superficies Calientes al aire libre

API Práctica Recomendada 2009

Seguridad en la soldadura, corte y demás Trabajos en Caliente en la Industria Petrolera y Petroquímicas

API Práctica Recomendada 2210

Sistema inhibidor (arrestador) de Llama para la ventilación de los Tanques que almacenan Productos del Petróleo.

API Práctica Recomendada 2350

Protección por sobrellenado para los Tanques de Almacenamiento de Petróleo

API Publicación 2217A:

Pautas para el Trabajo en los Espacios Confinados Inertes de la Industria de Petróleo.

Proporcionan las pautas para el ingreso y trabajo seguro en espacios confinados que se han purgado intencionalmente con un gas inerte hasta que los vapores y cualquier emisión esté por debajo de los niveles inflamables o reactivos.

API Publicación 2021:

Guía para la lucha contra incendios en tanques de almacenamiento de petróleo, esta diseñado como una guía de entrenamiento a los empleados para combatir con éxito y extinguir diferentes tipos de incendio en tanques de almacenamiento de petróleo.

NFPA 30:

Código de Líquidos Inflamable y Combustible.

Este código debe aplicarse al almacenamiento, manipuleo y uso de líquidos inflamables y combustibles, incluyendo los desechos líquidos, según se definen y clasifican en este documento.

Facilita el almacenamiento y manipuleo seguro de los líquidos inflamables y combustibles.

3.3.4.4 Normas Ambientales

A continuación se presenta un conjunto de normas, especificaciones y recomendaciones prácticas empleadas en asuntos medio ambientales relacionados con los tanques de almacenamiento de petróleo y derivados.

API Publicación 306

Una estimación de la Ingeniería de Métodos Volumétricos para la detección de fugas en los Tanques de almacenamiento sobre tierra

Este informe proporciona los resultados de un proyecto para la detección de fuga en tanques de almacenamiento sobre tierra que utilizó métodos volumétricos para detectar fugas. Una serie de pruebas en campo realizado en un tanque de 114-pies de diámetro que contuvo nafta de petróleo pesado como producto. Los resultados analíticos y experimentales de este proyecto sugieren que puedan usarse los métodos de detección de fugas

volumétricos para descubrir las fugas pequeñas en los tanques de almacenamiento sobre tierra.

API Publicación 307

Una estimación de la Ingeniería de Métodos acústicos para la detección de fugas en los Tanques de almacenamiento sobre tierra

Este informe proporciona los resultados de un proyecto para la detección de fuga en tanques de almacenamiento sobre tierra que utilizó métodos acústicos para detectar fugas. Una serie de pruebas en campo realizado en un tanque de 114-pies de diámetro que contuvo nafta de petróleo pesado como producto. Los resultados analíticos y experimentales de este proyecto sugieren que puedan usarse los métodos de detección de fugas pasivo acústico para descubrir las fugas pequeñas en los tanques de almacenamiento sobre tierra.

API Publicación 327

Norma para los tanques de almacenamiento sobre tierra: Una Guía didáctica

Esta guía didáctica presenta procedimientos y ejemplos para ayudar a diseñadores, propietarios y operadores de tanques de almacenamiento sobre tierra a entender y respetar las Prácticas recomendadas de los APIs, Normas, y Especificaciones acerca de la prevención de fugas.

Éste documento del API proporciona los requisitos para diseñar y minimizar los riesgos medioambientales asociados con los derrames y fugas. La guía didáctica también muestra cómo los requisitos de mantenimiento e inspección del API influencia en el diseño de los tanques.

API Práctica Recomendada 1604

Retiro de Tanques de Almacenamiento de Petróleo enterrado

Proporciona procedimientos de operación que pueden usarse en el abandono, remoción, almacenamiento, retiro temporal del servicio, y venta del tanque que ha contenido gasolina u otros líquidos inflamables.

Leyenda:

API	American Petroleum Institute
UL	Underwriters Laboratories, Inc.
NACE	National Association of Corrosion Engineers
NFPA	The National Fire Protection Association
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ANSI	American National Standard Institute
ASTM	American Society Testing Mechanical

CAPITULO IV

REPARACIÓN DEL FONDO DE UN TANQUE

El almacenamiento continuo y prolongado de hidrocarburos en un tanque necesariamente disminuirá la confiabilidad en su operación, ya sea por corrosión interna debido al producto almacenado, presencia de agua en su interior, corrosión externa provocada por exposición del medio ambiente, condiciones extremas de operación durante el llenado y vaciado etc., esto originara ineludiblemente la ejecución de trabajos de reparación para mantener o restaurar el tanque a una condición adecuada para la operación segura.

La reparación de tanques de almacenamiento es una actividad fundamental en las labores del grupo de mantenimiento de una Planta industrial. Su importancia se torna significativa toda vez que se trata de almacenamiento de materiales peligrosos para la biomasa.

El crudo y sus derivados se encuentran en la lista de tales materiales peligrosos y se incrementa aún más por el riesgo que representa el ser materiales combustibles. En tal sentido, la construcción y mantenimiento de

los tanques de almacenamiento de estos materiales debe regirse por normas apropiadas para estos servicios.

La actividad petrolera en el país ha tomado como base los estándares americanos tanto para la fabricación como para el mantenimiento y la reparación de sus tanques de almacenamiento. Por lo tanto, son aplicables las indicaciones del API 650 para la construcción y las del API 653 para la reparación y mantenimiento; de la misma manera es imprescindible considerar el uso de las disposiciones legales relacionadas con este rubro.

Para nuestro caso, se entiende como mantenimiento o reparación, a los trabajos o acciones a realizar para dejar en óptimas condiciones de servicio un tanque (Ver Anexo N° 2), en relación a su fondo, involucra dos grandes actividades secuenciales y marcadamente diferenciadas, primero se debe determinar el estado real de funcionamiento del tanque y establecer las acciones correctivas necesarias para otorgar a este equipo condiciones de servicio aceptables para un periodo determinado, segundo debemos ejecutar las tareas definidas en la primera etapa que garantizaran la operatividad del tanque:

diagnóstico, y
reparación.

4.1 DIAGNOSTICO

Actividad circunscrita dentro de la operación de mantenimiento, ya sea como consecuencia de un programa de mantenimiento preparado con anticipación, o como consecuencia de una falla; es un conjunto de acciones secuencialmente ejecutadas, que tiene por objetivo determinar el estado situacional del equipo o la magnitud, y tipo de problema a subsanar;

Las fugas en los fondos del tanque no son aceptables si los tanques están en servicio. Hay que examinar cada aspecto del fenómeno de la corrosión y otra fuga potencial o mecanismo de fallo. Hay que llevar a cabo la evaluación periódica de la integridad del fondo del tanque.

Los resultados de tal análisis determinaran la necesidad de intervalos de inspección más cortos, revestimiento del fondo, sustitución, mejora o reparación.

Hay que considerar varios factores para determinar los intervalos o frecuencia de inspección de los tanques de almacenamiento. Estos incluyen (pero no se limitan a) lo siguiente:

- Naturaleza del producto almacenado

- Resultados de los chequeos de mantenimiento visuales

- Tolerancias de corrosión y velocidades de corrosión

- Sistemas de prevención de la corrosión

- Condiciones en inspecciones previas

- Métodos y materiales de construcción y reparación

- La ubicación de los tanques, tales como los existentes en áreas aisladas o de alto riesgo.

- El riesgo potencial de la polución del aire o del agua.

- Sistemas de detección de fuga.

- Cambio del modo de operación (por ejemplo: frecuencia del ciclo de llenado, esmerilado frecuente de las patas de soporte del techo flotante).

El Intervalo entre las inspecciones de un tanque (tanto internas como externas) deberá quedar determinado por su historial de servicio a menos

que razones especiales indiquen que hay que hacer una inspección más temprana. Tiene que estar disponible un historial del servicio de un tanque dado o un tanque en un servicio similar (preferiblemente en el mismo sitio) de forma que las inspecciones completas se pueden programar con una frecuencia conmensurada con la velocidad de corrosión del tanque. Hay que considerar los métodos de inspección no destructivos en servicio al establecer las frecuencias de inspección.

En algunos casos los reglamentos jurisdiccionales, controlan la frecuencia y el intervalo de las inspecciones. Estos reglamentos pueden incluir requisitos de pérdida de vapor, condición del sello, fuga, procedimientos de dique y de reparación adecuados. El conocimiento de estos reglamentos es necesario para asegurar el cumplimiento de los requisitos de programación e inspección.

La inspección interna se requiere principalmente para:

- Comprobar que el fondo no está gravemente corroído

- Recoger los datos necesarios para el cálculo del espesor mínimo del fondo

- Identificar y evaluar cualquier asentamiento del tanque.

Los intervalos entre las inspecciones internas quedarán determinados por las velocidades de corrosión medidas durante las anteriores inspecciones o previstas en base a la experiencia con tanques en un servicio similar. Normalmente, las velocidades de corrosión del fondo controlarán el intervalo de inspección y quedará regulado por las velocidades de corrosión medidas o previstas. El intervalo de inspección real se fijará de forma que asegure que el espesor mínimo de la plancha del fondo en la futura inspección no

sea inferior a los valores indicados en la Tabla N° 4-1, sin embargo, en ningún caso, el intervalo de inspección rebasara los 20 años.

Si se desconocen las velocidades de corrosión y no se disponen de una experiencia de servicio similar para determinar el espesor mínimo de plancha de fondo en la futura inspección, hay que determinar el espesor real del fondo mediante inspección en los 10 años siguientes de operación del tanque para establecer las velocidades de corrosión.

Tabla N° 4-1 espesor mínimo de la plancha del fondo

Espesor mínimo de la plancha del fondo en la futura inspección (pulgadas)	Diseño del fondo del tanque/diseño de la cimentación
0.10	Diseño del fondo del tanque/ diseño de la cimentación sin posibilidad de detección y retener una fuga del fondo
0.05	Diseño del fondo del tanque/ diseño de la cimentación con posibilidad de facilitar la detección contención de una fuga del fondo
0.05	Revestimiento de refuerzo aplicado al fondo del tanque > 0.05 de pulgada de espesor de conformidad con el API RP 652.

La lista siguiente indica algunas causas históricas de fuga o fallo de fondos de tanque que hay que considerar ante la decisión de revestir, reparar o sustituir un fondo de tanque.

- Picadura interna y velocidad de picado en el servicio previsto.
- Corrosión en uniones soldadas (zona soldada y afectada térmicamente)
- Historial de agrietamiento de la unión de soldadura.
- Tensiones que soportan las planchas del fondo por las cargas de soporte del techo y asentamiento de la envolvente.
- Corrosión del lado inferior (normalmente en forma de picadura).

- Drenaje inadecuado resultante en agua de superficie que fluye por debajo del fondo del tanque
- La falta de un anillo de plancha anular si es necesario.
- Asentamiento desnivelado que resulta en altas tensiones localizadas en las planchas del fondo.
- Tubos de soporte del techo u otros soportes soldados al fondo del tanque en puntos donde no existe una tolerancia de movimiento adecuada.
- Acolchado de la cimentación de roca o gravilla con huecos de superficie inadecuadamente rellenos.
- Relleno no uniforme bajo el fondo del tanque (por ejemplo un trozo de yeso en un acolchado de cimentación de arena).
- Sumideros soportados de forma inadecuada

En nuestro caso la actividad de diagnostico podemos dividirlo en cuatro rubros:

- actividades previas
- actividades pre inspección
- inspección
- conclusiones y recomendaciones

4.1.1 Actividades previas

Es el conjunto de acciones realizadas antes de entrar en contacto físico con el tanque, podemos distinguir tres grupos:

- estudio de antecedentes
- obtención de permiso de trabajo
- reconocimiento de facilidades

4.1.1.1 Estudio de antecedentes

Estos antecedentes están relacionados en primera instancia con la parte administrativa y operativa del tanque.

De la parte administrativa es necesario conocer los cargos y funciones de los integrantes de la organización, así como el organigrama de la empresa para realizar las gestiones correctas referentes al presupuesto, calendarios de pagos, permisos de ingreso a la planta, etc., también para mantener informado a las instancias interesadas de los avances de la reparación del tanque, de tal manera que la actividad sea de conocimiento oportuno de los que toman decisiones.

En cuanto a la parte operativa, es importante saber el historial operativo del tanque como:

- fecha de inicio de operaciones

- cronología y productos almacenados

- cronología de reparaciones

- condiciones de almacenamiento

- tiempo disponible para la reparación

- recepción de documentos bibliográficos (partes, planos, órdenes, etc.)

4.1.1.2 Permiso de Trabajo

Se entiende por Permiso de Trabajo al documento escrito por el que un Área concede autorización a otra o a sí misma, para que se trabaje bajo ciertas condiciones en la zona o equipos de su competencia.

El Permiso de Trabajo define y coordina las acciones involucradas en la realización del trabajo y establece las condiciones oportunas, de forma que

este se pueda ejecutar en las condiciones más seguras para las personas, instalaciones y medio ambiente.

Clasificación de los permisos de trabajo

En razón de la naturaleza del riesgo, los Permisos de Trabajo se dividen en:

- Permiso de Trabajo en Frío
- Permiso de Trabajo en Caliente
- Permiso de Entrada en Espacios Confinados

Permiso de Trabajo en Frío

Es todo trabajo en el cual no se requiere el uso de llama abierta, donde no hay aplicación o generación de calor, no hay producción de chispas, pero implica cierto riesgo por la presencia de sustancias inflamables, combustibles o explosivos, así como de otros elementos dañinos a la salud o a la seguridad de las instalaciones.

En general se considera Trabajo en Frío:

- Trabajos de limpieza
- Trabajos de pintura
- Trabajos de inspección (RPM, vibraciones)
- Montaje de andamios y/o estructura modulares

Permiso de Trabajo en Caliente

Es todo trabajo que puede producir una fuente de ignición para materiales inflamables o combustibles que existan o puedan existir en la zona o en su entorno, debido al uso de llama abierta, arco o calor, a la utilización en zonas peligrosas clasificadas de herramientas o equipos que puedan producir chispa o generar calor.

En general, se considera Trabajo en Caliente el que utilice:

- Máquinas de soldar
- Tratamientos térmicos
- Equipos de oxicorte y de soldadura
- Lámparas de estañar, soplete de gasolina o butano
- Fraguas
- Calentadores de asfalto
- Hogueras de cualquier clase o tipo
- Explosivos
- Manejo de sustancias pirofóricas
- En general, todos los fuegos abiertos

En las Zonas Peligrosas clasificadas como Clase I o Clase II, en concordancia con lo indicado en la Norma NFPA 70, capítulo 5, artículo 500-5, se considerará también Trabajo en Caliente aquel en que se utilicen equipos que al operar puedan producir chispa o generar calor, tales como:

- Equipos con motores de combustión interna, incluyendo automóviles,
- Equipo eléctrico no protegido, de acuerdo con la clasificación de la zona,
- Herramientas de aire u operadas a mano, usadas para cincelar, cortar, romper, calafatear o taladrar metal, hormigón o mampostería,
- Rueda de esmerilar
- Chorro de arena o granalla
- Equipos fotográficos con componentes electrónicos
- Fotografías con flash
- Apertura de equipos eléctricos

- Trabajos en Caliente potencialmente peligrosos y que deben ser ejecutados bajo instrucciones específicas son :
 - o Arenado de tanques de almacenamiento, que contienen producto combustible en su interior o tanques que se encuentran vacíos sin limpiar.
 - o Interconexión en caliente con máquina perforadora (Hot-Tap) o soldaduras en tanques, equipos y líneas con productos combustibles.

Permiso de Entrada en Espacios Confinados

A estos efectos, se entiende por "Espacio Confinado" cualquier espacio cerrado como: tanque, condensador, torre, faldón, tubería, intercambiador, horno, caldera, cisterna, conducto, drenaje, etc., o todo espacio confinado como: buzones, foso, pozo, techo de tanque flotante, balsa, etc., que haya contenido o pueda haber contenido productos calientes, combustibles, reactivos o gases tóxicos o inertes, en cualquier proporción.

Los espacios confinados, se pueden clasificar de acuerdo al grado de peligro para la vida de los trabajadores:

Clase A: son aquellos donde existe un inminente peligro para la vida. Generalmente riesgos atmosféricos (gases inflamables y/ o tóxicos, deficiencia o enriquecimiento de oxígeno).

Clase B: en esta clase, los peligros potenciales dentro del espacio confinado pueden ser de lesiones y/ o enfermedades que no comprometen la vida ni la salud y pueden controlarse a través de los elementos de protección personal. Por ejemplo : se clasifican como espacios confinados clase B a

aquellos cuyo contenido de oxígeno, gases inflamables y/ o tóxicos, y su carga térmica están dentro de los límites permisibles. Además, si el riesgo de derrumbe, de existir, fue controlado o eliminado.

Clase C: esta categoría, corresponde a los espacios confinados donde las situaciones de peligro no exigen modificaciones especiales a los procedimientos normales de trabajo o el uso de EPP adicionales. Por ejemplo: tanques nuevos y limpios, fosos abiertos al aire libre, cañerías nuevas y limpias, etc.

Los espacios confinados deben localizarse e identificarse por medio de carteles bien visibles en todas las zonas por donde puede tenerse acceso al mismo. En su exterior, además, se debe colocar, de ser necesario, el nombre del producto que contiene, a través de un sistema de rotulado conocido.

El Permiso de entrada en espacios confinados, sólo ampara la Entrada a un Espacio Confinado según la definición anterior y en ningún caso trabajos a realizar en su interior.

Trabajos de entrada en recipientes potencialmente peligrosos y que deben ser ejecutados bajo instrucciones específicas:

- Entrada en recipientes que contengan o hayan contenido Tetraetilo de Plomo (TEL) o Metil Ter Butil Eter (MTBE).
- Trabajos en drenajes, buzones y separadores sin limpiar, si es necesario entrar en ellos para realizarlos.
- Trabajos en recipientes con elementos internos (ejm: columnas) en los que exista sospecha de daño mecánico o riesgo de derrumbamiento.

El mantenimiento o reparación de un tanque de almacenamiento en su interior casi siempre, requerirá de los tres tipos de permiso de trabajo mencionados anteriormente. Ver Figuras 4.1, 4.2 y 4.3.



NCT	CO. N° RATO N°
AREA	EQUIPO:

DATOS GENERALES		PTF 0000772
Solicitante:	Supervisado por (Nombre y N° de Empresa):	Firma:
Descripción del trabajo:		
Ejecutante:	Empresa:	Responsable de Ejecución (Nombre y Cargo):
Autorizante:	Preparado por (Nombre y N° de Empresa):	Firma:
		Fecha:
		Hora:
Trabajos que condicionen este Permiso		P.T. Número

LISTA COMPROBACIONES (Marcar todos los apartados y firmar cuando se haya marcado SI o NO)

1. EQUIPO	SI	NO	NP	Comprobado	SI	NO	NP	Comprobado
1.1. Desenergizado								
1.2. Cegada					<input type="checkbox"/> Vapor <input type="checkbox"/> Nitrogeno <input type="checkbox"/> Agua <input type="checkbox"/> Otros (.....)			
1.3. Atorado					1.7. El Equipo contiene (.....)			
1.4. Despresionado					<input type="checkbox"/> Sin riesgo a P..... Kg/cm ² T.....°C			
1.5. Líquidos purgados					<input type="checkbox"/> Ininflamable <input type="checkbox"/> Asfixiante <input type="checkbox"/> Tóxico <input type="checkbox"/> Corrosivo			
- Tipo líquido purgado (.....)								
2. ENTORNO RND				SI	NO	NP	Comprobado	
2.3 ¿Se efectúa algún trabajo u operación en la zona que provoque riesgo adicional?								
2.6. Sistemas de detección o Equipos contraincendios fuera de servicio (avisar a Seguridad)								
3. PROTECCIÓN PERSONAL								
5.0. Tipo de riesgo (.....)				SI	NO	NP	Disponible	
5.1. Respiratoria: <input type="checkbox"/> Autónoma <input type="checkbox"/> Semiautónoma <input type="checkbox"/> máscara con filtro								
5.2. Corporal: <input type="checkbox"/> Total <input type="checkbox"/> Parcial Por riesgo: <input type="checkbox"/> Químico <input type="checkbox"/> Térmico <input type="checkbox"/> Otros (.....)								
5.3 Procedimiento de rescate (adjuntar al Permiso de Trabajo)								
7. TARJETAS ENCLAVAMIENTO ELÉCTRICO / BLOQUEO MECÁNICO								
Equipo	N°	- Equipo	N°	Equipo	N°			
Equipo	N°	+ Equipo	N°	Equipo	N°			

MEDIDAS COMPLEMENTARIAS Y COMENTARIOS

RENOVACIONES Y SUSPENSIONES						ENTRADO DEL RESPONSABLE DE EJECUCION			
Fecha	Desde	Hasta	P.	S. N° Empresa	Firma	Firma y aceptación de medidas de protección necesarias Firma del responsable de ejecución en el momento de retirarse al campo			
						ENTRADO DE OTRAS AREAS			
						Area	Fecha	Hora	N° Empresa y Firma Responsable Area
Zona limpia y ordenada al finalizar el trabajo						AUTORIZACIÓN P.T. Y PERIODO DE VALIDEZ			
Fecha: Hora: Autorizante: Ejecutante:						Firma Responsable Area Autorizante			
Fecha: Hora: Autorizante: Solicitante:						Desde las..... horas Del día.....			
Fecha: Hora: Autorizante: Solicitante:						Hasta las..... horas Del día.....			
Fecha: Hora: Autorizante: Solicitante:						SUSPENSIÓN POR INTERRUPCIÓN (>2 horas) SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>			

Figura 4.1 Permiso de trabajo en Frío



REFINERÍA La Pampilla		NOT. APEA	CONTRATO N°	EQUIPO:
DATOS GENERALES			PTC 0000299	
Solicitante:		Supervisor por (Nom. ar. y N° de Empresa)		Firma:
Descripción del trabajo:				
Siendo necesario: SOLDADURA <input type="checkbox"/> SCOPLETE <input type="checkbox"/> RADIAL <input type="checkbox"/> SERRAR <input type="checkbox"/> GRUA <input type="checkbox"/> ANDAMIO <input type="checkbox"/> ENTRADA DE VEHICULOS <input type="checkbox"/> PICAP HORQUILLON <input type="checkbox"/> SPIT ROC <input type="checkbox"/> HOT TAP <input type="checkbox"/> OTROS (.....)				
Ejecutante:		Empresa:		Responsable de Ejecución (Nombre y Cargo)
Autorizante:		Preparado por (Nombre y N° de Empresa)		Firma: Fecha: Hora:
Trabajos que condicionan este Permiso				P.T. Numero
LISTA COMPROBACIONES (Marcar todos los apartados y firmar cuando se haya marcado SI o NO)				
1. EQUIPO SI NO NP Comprobado				
1.1. Desenergizado.....	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1.6. Limpieza con..... <input type="checkbox"/>
1.2. Cegado.....	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Vapor <input type="checkbox"/> Nitrogeno <input type="checkbox"/> Agua <input type="checkbox"/> Gras (.....)
1.3. Aislado.....	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1.7. El Equipo contiene: <input type="checkbox"/>
1.4. Depresionado.....	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Sin riesgo <input type="checkbox"/> P..... Kg/cm ² T.....°C
1.5. Líquidos purgados.....	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Inflamable <input type="checkbox"/> Asfixiante <input type="checkbox"/> Tóxico <input type="checkbox"/> Corrosivo
Tipo líquido purgado (.....)		1.8. Desgasificada y Ventilada.....		
2. ENTORNO SI NO NP Comprobado				
2.1. Numerizados riesgos en un radio de ±3 m. <input type="checkbox"/> Suzones <input type="checkbox"/> Drenajes <input type="checkbox"/> Sumideros <input type="checkbox"/> Toma muestras <input type="checkbox"/> Purgas <input type="checkbox"/>				
2.2. Zona protegida con <input type="checkbox"/> Mantas ignífugas <input type="checkbox"/> Todos <input type="checkbox"/> Vapor <input type="checkbox"/> Agua (.....) <input type="checkbox"/> Ventilación <input type="checkbox"/> Acordonada <input type="checkbox"/> Detección continua <input type="checkbox"/> Otros (.....)				
2.3. ¿Se efectúa algún trabajo u operación en la zona que provoca riesgo adicional?				
2.4. Afecta la dirección del viento al trabajo				
2.5. Equipos "Calientes" en lugar seguro				
2.6. Sistemas de detección o Equipos contraincendios fuera de servicio (Avisar a Seguridad)				
3. COMPROBACIONES AMBIENTALES (Explosividad)				
<input type="checkbox"/> Continua <input type="checkbox"/> Discontinua <input type="checkbox"/> Inicial <input type="checkbox"/> Cada... horas				
4. PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS SI NO NP Disponible				
4.1. Extintor.....		4.3. Lanzas de agua y espuma.....		
4.2. Lanzas de vapor.....		4.4. Vehículos contraincendios.....		
4.5. Otros medios contraincendios.....				
5. PROTECCIÓN PERSONAL SI NO NP Disponible				
5.0. Tipo de riesgo (.....)				
5.1. Respiratore: <input type="checkbox"/> Autónoma <input type="checkbox"/> Semiautónoma <input type="checkbox"/> Mascara con filtro.....				
5.2. Caparal: <input type="checkbox"/> Total <input type="checkbox"/> Parcial Por riesgo: <input type="checkbox"/> Químico <input type="checkbox"/> Térmico <input type="checkbox"/> Otros (.....)				
5.3. Procedimiento de rescate (adjuntar el Permiso de Trabajo)				
6. COMPROBACIÓN DE INSPECCIÓN SI NO NP Comprobado				
Material: Correcto <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO		Fecha: Hora:		
Espesor: Correcto <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO		Observaciones: (.....)		
7. TARJETAS ENCLAVAMIENTO ELECTRICO / BLOQUEO MECANICO				
Equipo	N°	Equipo	N°	Equipo
MEDIDAS COMPLEMENTARIAS Y COMENTARIOS				
RENOVACIONES Y SUSPENSIONES			ENTERADO DEL RESPONSABLE DE EJECUCION	
Fecha	Desde	Hasta	R	S
		N° Empresa		Firma
			Ejecutado y acepto las medidas de prevención indicadas en esta P. de T. y las reafirmo al personal a mi cargo. Firma:	
ENTERADO DE OTRAS AREAS				
Area	Fecha	Hora	N° Empresa y Firma Responsable Area	
Zona limpia y ordenada al finalizar el trabajo		Operador de Cambio		
		Firma		
AUTORIZACION P.T. Y PERIODO DE VALIDEZ				
Nombre, Apellidos y N° Empresa			Desde las..... horas	
Fecha:	Autorizante:		Del día...../...../.....	
Hora:	Ejecutante:		Hasta las..... horas	
Firma Responsable Area Autorizante			Del día...../...../.....	
CANCELACION PERMISO				
Fecha:	Autorizante:		Sancionante:	
Hora:				
SUSPENSION POR INTERRUPCION (>2 horas) SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>				

PERMISO DE TRABAJO EN CALIENTE

Figura 4.2 Permiso de trabajo en caliente



NOF	CONTRATO Nº
APP	EQUIPO

ESTE PERMISO NO ES VALIDO PARA REALIZAR TRABAJOS EN EL INTERIOR

DATOS GENERALES		PTE. Nº	910	1272
Solicitante	Supervisado por (Nombre y Nº de Ficha)	Firma		
Descripción del Trabajo				
Expediente	Empresa	Responsable de Área con Nombre y Cargo		
Preparado por	Preparado por (Nombre y Nº de Ficha)	Firma	Fecha	Hora
Trabajos que condicionan este Permiso				P.T. Número

LISTA DE COMPROBACIONES (Marcar todos los apartados y firmar cuando se haya marcado Si o NO)

1 EQUIPO	SI	NO	NP	Comprobado	SI	NO	NP	Comprobado
1.1 Descontaminado				1.6 Limpado con:				
1.2 Cerrado				<input type="checkbox"/> Vapor <input type="checkbox"/> Nitrógeno <input type="checkbox"/> Agua <input type="checkbox"/> Otros (ver ...)				
1.3 Aislado				1.7 El Equipo contiene (ver ...)				
1.4 Despresionado				<input type="checkbox"/> Sin riesgo <input type="checkbox"/> P. <input type="checkbox"/> Kg/cm ² <input type="checkbox"/> °C				
1.5 Líquidos purgados				<input type="checkbox"/> Ininflamable <input type="checkbox"/> Asesante <input type="checkbox"/> Tóxico <input type="checkbox"/> Corrosivo				
1.6 Líquidos vertidos				1.8 Desgasificado y Ventilado				
				1.9 Desgasificado				
2 ENTORNO								
2.1 Se efectúa algún trabajo u operación en la zona que provoque riesgo adicional?								
2.2 Aviso a la dirección del viento al trabajo								
3 COMPROBACIONES AMBIENTALES								
PROTECCIÓN PERSONAL								
<input type="checkbox"/> Arbotoma <input type="checkbox"/> Sombrero <input type="checkbox"/> Sombrero <input type="checkbox"/> Máscara con Filtros <input type="checkbox"/> Guantes <input type="checkbox"/> Zapatos <input type="checkbox"/> Cascos <input type="checkbox"/> Terceros <input type="checkbox"/> Otros								

MEDIDAS COMPLEMENTARIAS Y COMENTARIOS

...

RENOVACIONES Y SUSPENSIONES		ENTERADO DEL RESPONSABLE DE EJECUCIÓN	
Fecha	Nombre	Fecha	Nombre
ENTERADO DE OTRAS ÁREAS		AUTORIZACIÓN P.T. Y PERIODO DE VALIDEZ	
Fecha	Nombre	Desde las	Horas
Fecha	Nombre	Hasta las	Horas
CANCELACIÓN PERMISO		SUSPENSIÓN POR INTERRUCCION EN 2 HORAS?	
Fecha	Nombre	SI <input type="checkbox"/>	NO <input type="checkbox"/>

PERMISO DE ENTRADA EN ESPACIOS CONFINADOS

Figura 4.3 Permiso de entrada en espacios confinados

4.1.1.3 Reconocimiento de facilidades

Con el permiso de trabajo que da acceso al lugar de la reparación se realiza el reconocimiento del tanque, su contenido, sus instalaciones complementarias y sus alrededores, para determinar con precisión las facilidades que presta la instalación en general.

Entre los principales elementos por conocer tenemos:

Ubicación; Dato que nos informa de la situación y posición geográfica (coordenadas y orientación) de tanque que es de utilidad para la programación del movimiento de personas y material, para efectos de aprovechar favorablemente las direcciones de viento, para una mejor comprensión de la lectura de los planos, etc.

- Ventilación; Para los trabajos en ambientes cerrados, con atmósferas de vapores de hidrocarburos, sumado a ellos los gases producto del proceso de soldadura, es vital la ventilación para garantizar la permanencia del personal sin riesgo en los mencionados ambientes, este efecto puede ser natural o artificial, en el caso de ser artificial es necesario su dimensionamiento correcto.
- Instalaciones circundantes; El conocimiento de las instalaciones circundantes es para tomar las precauciones. De esa manera evitar daños, paralizaciones de operaciones involuntarias, crear situaciones de riesgo; también para utilizar los recursos de estas instalaciones previo permiso del personal de operaciones.
- Instalaciones de drenaje; Las instalaciones de drenaje son importantes, en los trabajos de mantenimiento, en tanto que en este tipo de trabajo se generan líquidos que es necesario desechar para su posterior tratamiento, por lo tanto, ellos deben estar operativos en toda su

capacidad, para no crear situaciones de aniegos o acumulaciones de líquidos usados sin destino conocido.

- Accesos; Tal vez el conocimientos de los accesos, ya sea a la zona del tanque como a su interior es tan importante como conocer las características del tanque, debido a que ellos serán los medios para el tránsito del personal, vehículos, transporte de materiales, etc.
- Servicios; En toda operación de reparación los servicios básicos son importantes, porque tales servicios son empleados para las necesidades básicas, como para los trabajos, entre ellos tenemos:
 - electricidad
 - agua y alcantarillado
 - aire comprimido
 - comunicaciones
- Tipo de tanque a limpiar; para determinar la magnitud del trabajo a efectuar se considera el tamaño, forma del fondo y el nivel del producto no bombeable por métodos operativos.
- Producto almacenado, es necesario conocer la naturaleza del producto almacenado en el tanque (viscosidad, volatilidad, toxicidad, etc.) de ello depende los equipos de protección personal a utilizar, el equipamiento en general y el tratamiento de residuos a seguir y su disposición final.
- Estimación de borra (residuos sólidos que se forman en los fondos de los tanques), para efectos de determinar el trabajo como parte del planeamiento con el tanque aún en servicio (fuente histórica).
- Análisis de muestras; se necesita conocer la cantidad de contaminantes o tóxicos caso de plomo, niveles de vapores hidrocarburos, etc.

- Método de limpieza; puede ser manual o automatizado.
- Tipo de tratamiento de residuos; los líquidos son separados de la parte sólida, los líquidos son reciclados como “slop” (para su reprocesamiento en las refinerías o venta como combustibles residuales), la parte sólida es sometida a procedimiento “land farming”. (Ver Anexo N° 3).

4.1.2 Trabajos o actividades de pre inspección

Posterior al reconocimiento preliminar, corresponde realizar trabajos de previos a la inspección en si, para dejar expuesto totalmente el tanque en las zonas determinadas para la inspección, esta exposición se refiere a presentar la superficie del tanque totalmente limpio de combustible, óxidos, y cuerpos extraños.

Entre estos trabajos previos podemos citar:

Vaciado

Aislamiento del equipo

Ventilación

Limpieza

Lavado del tanque

Grado limpieza superficial

Vaciado

Las operaciones de vaciado de tanques son labores necesarias que deben efectuarse cada vez que un determinado tanque de almacenamiento necesita mantenimiento o por cambio de producto, es la primera fase dentro del proceso de mantenimiento de tanques.

El vaciado consiste en dejar el tanque sin producto almacenado, tiene dos etapas:

- La primera es la más sencilla y consiste en bombear el producto con el sistema de bombas propias de las instalaciones, dejando solo lo que queda debajo de las tomas de las tuberías de descarga, esta primera etapa es realizada por el personal de operaciones.
- La segunda etapa, es la más complicada y peligrosa, que consiste en extraer lo restante que no se pudo sacar con el sistema de bombeo, el producto limpio es extraído con bombas portátiles auxiliares, si existe productos retenidos en el fondo se bombea agua para levantar estos residuos líquidos y retirarlos más fácilmente, dejando la borra (residuos sólidos que se originan en los fondos de los tanques)

Generalmente la segunda actividad la ejecutan compañías contratistas especializadas quienes poseen todos los equipos necesarios, como también personal con experiencia, para estas actividades mantiene dos grupos de personal de cantidades similares que se relevan permanentemente. La respiración de gases en exceso puede ocasionar síntomas parecidos a la ingesta de alcohol.

El primer manipuleo de los residuos se realiza en el trasiego desde el interior del tanque a depósitos transitorios en espera de ser trasvasados al vehículo acondicionado para transporte, generalmente se utilizan camiones hermetizados o camiones cisterna. El transporte es responsabilidad del contratista responsable del mantenimiento, por consiguiente existe condiciones preestablecidas a las cuales debe sujetarse el transportista.

Aislamiento del equipo

Este trabajo consiste en aislar físicamente el tanque con las demás instalaciones de la Planta generalmente colocando "platos" o bridas ciegas

entre las uniones bridadas más cercanas de las tuberías de entrada o salida, para evitar la entrada o salida del tanque de cualquier sustancia, esta operación es realizada por personal designado para la reparación.

Ventilación

La desgasificación o ventilación de tanques u otros recipientes se efectúa con el fin de proveer la renovación de aire suficiente para proteger de los gases hidrocarburos, gases tóxicos, polvo, etc. al personal que trabajará en su interior.

Para este propósito se abre los pasos de hombre "manhole" tanto los del cilindro como los del techo, esto facilita el proceso de ventilación o aireación necesaria para minimizar el contenido de vapores de hidrocarburos dentro del tanque, también se retira los respiradores y/o válvulas de presión-vacío del tanque, con el propósito de ofrecer mayor área para ingreso de aire y salida de gases.

Los gases tóxicos que generalmente se encuentran con más frecuencia en los tanques son de aquellos que han contenido gasolinas y dejan residuos de plomo y sulfuro de hidrógeno gaseoso.

Siempre que sea práctico se evitará el ingreso de personal dentro del tanque hasta que no se haya desgasificado.

Si se ventilan vapores de los hidrocarburos es importante, conocer los límites de explosividad para determinar la peligrosidad del ambiente.

Los métodos empleados para desgasificar tanques son mediante:

Venteo natural;

Este proceso se da en forma natural aprovechando la dirección del viento natural, generalmente es un proceso lento demora entre una semana a diez días, para este sistema solo se requiere de abrir todos los pasos de hombre o “manholes” tanto del cilindro como del techo, el tiempo que demora este proceso está en función de la velocidad del viento; es necesario indicar que en épocas de poco viento deben realizarse mediciones de gas fuera del tanque puesto que pueden formarse bolsas de vapores de hidrocarburos pesados cuyo recorrido debe ser identificado. Se recomienda no realizar trabajos ni dentro ni fuera del tanque mientras se da el proceso de desgasificación.

Venteo forzado;

Es un procedimiento usado para minimizar el tiempo de ventilación en el cual se emplea equipos mecánicos, Ver Figura 4.4, 4.5 y 4.6, generalmente se usa extractores de aire tipo eductor, con accionamiento neumático, también puede usarse equipos eléctricos tipo anti explosión, debe considerarse varios cambios de aire por hora para el diseño de los equipos a usar, es necesario también considerar que la ubicación óptima de estos equipos es en el techo. Es decir es preferible echar los gases fuera del alcance de otro grupo quienes pueden estar realizando otros trabajos. Este proceso es usado para minimizar el plazo del venteo natural, se insufla aire limpio a través de mangas, los equipos se ubican distantes del área de mayor riesgo, los motores que se utilizan para soplar aire deben ser a prueba de explosión, en caso que se utilice motores de combustión interna, estos deben ser ubicados en el lado que sopla el aire y fuera del muro de

contención, también debe considerarse una conexión al tanque y al extractor para evitar las descargas electrostáticas peligrosas.

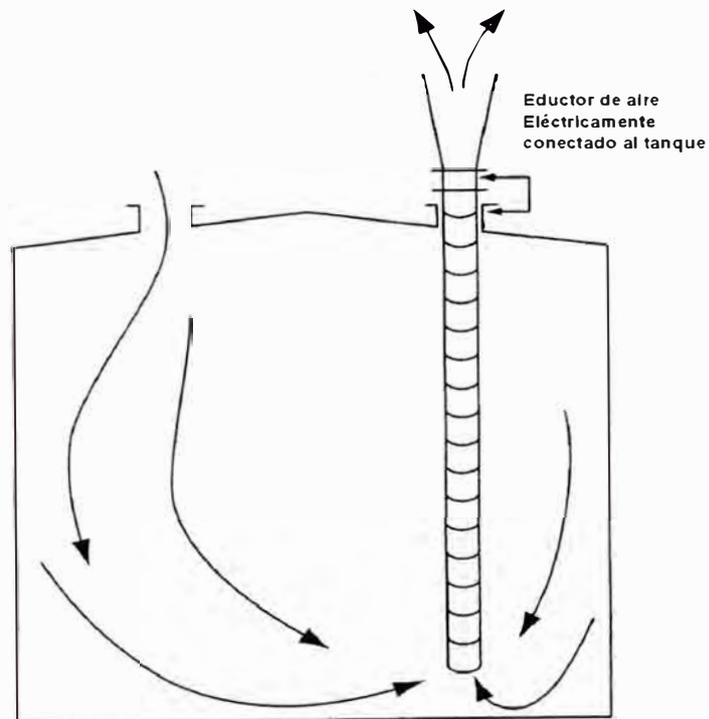


Figura 4.4 Ejemplo de evacuación de vapores de un tanque de techo cónico fijo

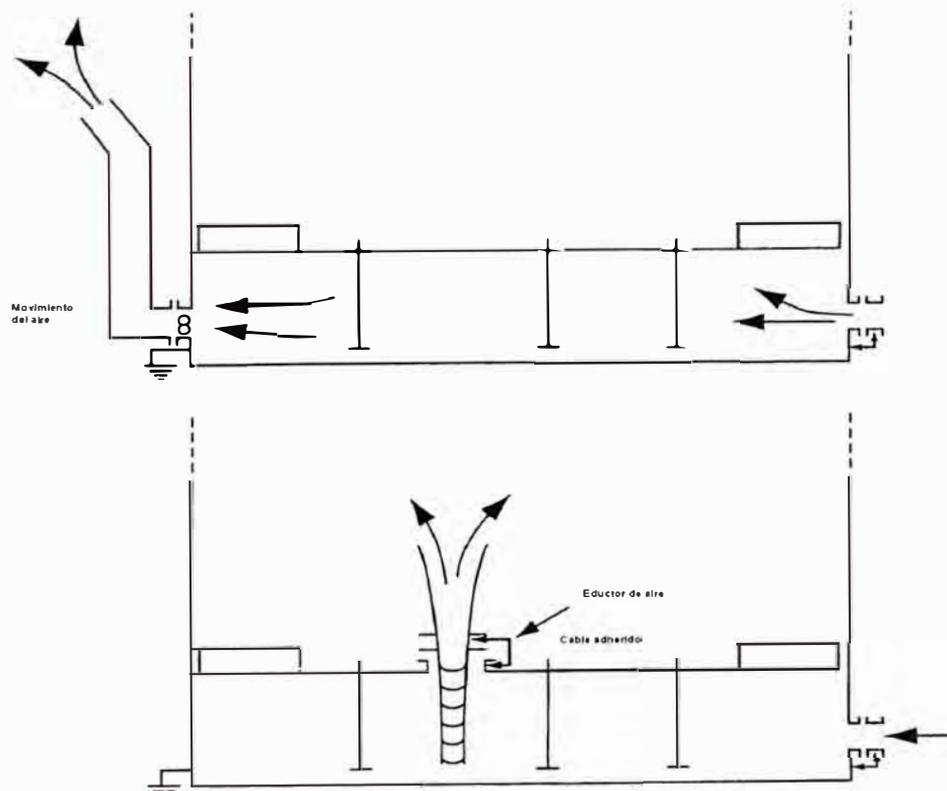


Figura 4.5 Ejemplo de evacuación de vapores en un tanque de techo flotante

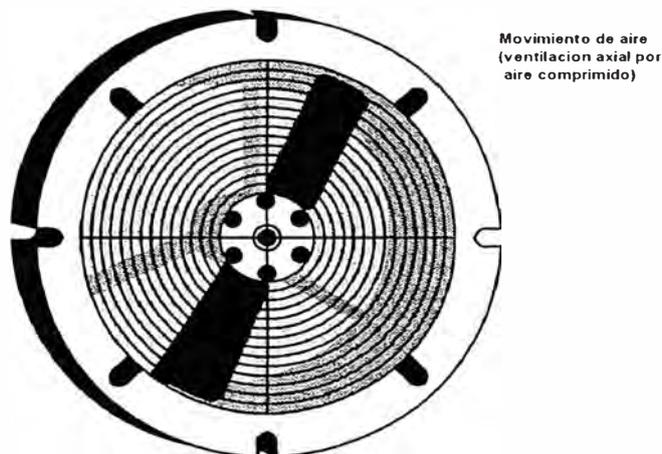
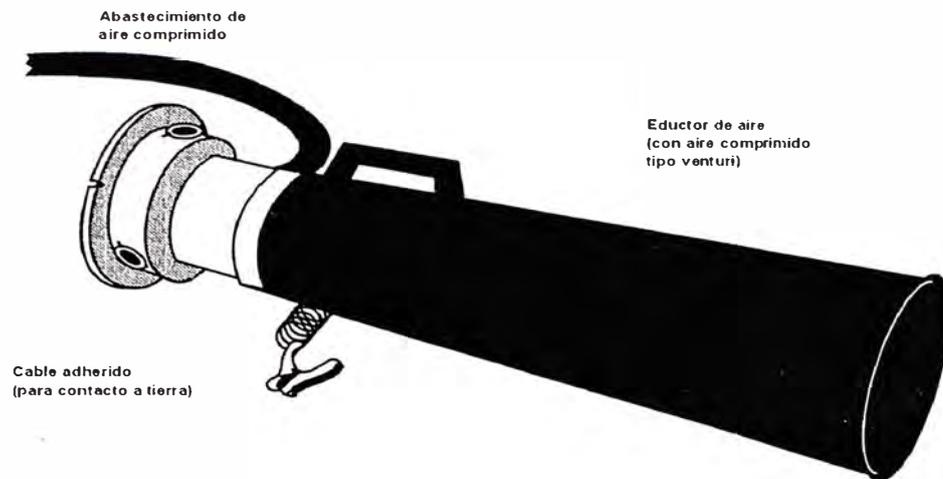


Figura 4.6 Ejemplo de equipos mecánico para evacuación de vapores en el tanque

Inyección de Vapor en el tanque;

Cuando es posible, resulta una alternativa eficaz para minimizar el plazo de ventilación generalmente se emplea vapor de agua. En estos casos es necesario como mínimo mantener una tapa abierta en el techo para facilitar la salida del vapor y evitar que se presurice demasiado el tanque, debe mantenerse como mínimo una temperatura de 77°C la atmósfera interior del tanque, de lo contrario el vapor se condensará formando presiones de vacío que puede dañar el tanque, de la misma manera que en el caso anterior también debe considerarse una conexión al tanque y a tierra para el pitón de

inyección de vapor de lo contrario se producirán descargas electrostáticas peligrosas.

Limpieza

Se llevará a cabo una evaluación de los peligros potenciales a los que pueden quedar expuestos el personal al realizar las inspecciones internas del tanque; reparaciones o desmontaje de los mismos. Se desarrollarán procedimientos de conformidad con las directrices dadas en las publicaciones API 2015, 2015A, 2015B, 2207 y 2217 que incluirán salvaguardas para la salud y seguridad del personal, prevención de incendios y explosiones accidentales y prevención de daños a la propiedad (Ver Plan elemental de reparación de tanques recomendado en el API 2015). Puede ser necesario desarrollar procedimientos especiales para ciertas actividades descritas en esta norma que no quedan totalmente cubiertas por las publicaciones API referenciadas; por ejemplo, Precauciones de seguridad para el personal que tiene acceso a tanques de techo flotante que están en servicio, o liberación de gas por el lado inferior del tanque. Finalmente, los procedimientos deben cumplir los reglamentos de seguridad federales o estatales, relacionados con "espacios confinados" o cualquier otra estipulación relevante.

Durante los trabajos de limpieza debe seguirse ventilando el tanque, sea por ventilación natural o ventilación forzada.

El equipo empleado, normalmente es el siguiente:

Equipo autónomo; cuando la concentración de gases hidrocarburos es alta.

- Máscara y equipos de respiración, es necesario y obligatorio el uso de máscaras con los cartuchos adecuados de acuerdo con la naturaleza de los gases y a la concentración de gases remanentes.
- Ropa impermeable para evitar que la piel este en contacto con sustancias toxicas, irritantes, etc.
- Botas de caucho impermeable.
- Guantes de neopreno.
- Casco con protectores auditivos.
- Arnesees y líneas de vida para trabajar en altura y ambientes confinados.
- Si se detecta contenido de tetraetilo de plomo debe utilizarse un equipo impermeable adecuado. Así como equipo de respiración autónomo. (Ver anexo N° 4)

La alta peligrosidad del trabajo exige una especial dedicación de atención a la calidad del aire, filtros, manómetros, reguladores, mangueras, equipos de protección personal, pese a que los servicios son efectuados generalmente por personal contratado, la empresa contratante no pierde la responsabilidad de los accidentes que pudieran ocurrir, entonces el personal de Seguridad Industrial además de los administradores del contrato supervisan permanentemente los equipos de protección personal verificando sean los adecuados y se hallen en buenas condiciones.

Plan elemental de reparación de tanques recomendado en el API 2015

TIPO DE PERMISOS	Trabajo en Frío	Trabajo en Frío	Trabajo en Frío	Trabajo en Frío	Entrada en espacios confinados	Entrada en espacios confinados	Entrada en espacios confinados trabajo en caliente	Trabajo en caliente
Entrada en espacios confinados (techos flotantes)								
NOTAS	Selección de contratista	Utilice bomba normal fuera la línea	Cegar	Especifique detalles y tipo de la ventilación	Gire los dispositivos mecánicos de ventilación antes de efectuar las pruebas de gas	Limpio tanto como posible de afuera	¿Evaluar los riesgos de fuego / explosión?	Verifique la integridad mecánica
	Preparar el Plan de seguridad específico para el lugar de trabajo	Verifique la integridad de la ruta temporana de la disposición removiendo el remanente de liquido	Desconexión eléctrica	Evite cualquier contacto con la fuente de la ignición	Establecer los ctenos para las condiciones de entrada	Asegure la ventilación de máxima	¿Hay posibilidad de encontrar gases de líquidos inflamables bajo el piso de tanque ?	Prepare lista de verificación
	Haga los trabajos que se deben emprender mientras el tanque en el servicio	Especifique la necesidad de utilizar agua para hacer flotar el liquido	Llevar correctamente PPE (Equipo de protección personal)	Tenga cuidado con los pyrophonics	Habilitar el probador de gas	Controle las fuentes de la ignición	¿Retirar los residuos y otros depósitos?	Note atmósfera peligrosa durante el llenado inicial
	Valore los peligros potenciales que utilizando las hojas de MSDS		Tener puesto vestimenta resistente al fuego			Especificar el PEE	¿Contiene plomo inorgánico (pintura)? ¿Contiene plomo orgánico (pintura)? ¿Las emisiones de los drenaje de los tanques están cercanos? ¿Hay emisiones tóxicas de la soldadura y corte?	Tenga cuidado con la corriente estática
	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
REFERENCIAS	<p>API 2015 Sección 1 Sección 2 Sección 3 Apéndice A Apéndice E</p> <p>API 2220 API E2</p> <p>NFPA 325M</p> <p>29 CFR 1910 1200 29 CFR 1910 1000 29 CFR 1910 146</p>	<p>API 2015 Sección 4 Apéndice C Apéndice E</p> <p>API 2219 API 2027 API 2003</p> <p>NFPA 70</p>	<p>API 2015 Sección 4 Apéndice E</p> <p>29 CFR 1910 146</p>	<p>API 2015 Sección 4 Apéndice B Apéndice E</p> <p>API 2003</p> <p>NFPA 77</p>	<p>API 2015 Sección 5 Sección 6 Sección 7 Apéndice E Apéndice F</p> <p>ANSI Z88 2</p> <p>CGA G 7 1</p> <p>29 CFR 1910 146 29 CFR 1910 134 29 CFR 1910 1000 29 CFR 1910 132</p>	<p>API 2015 Sección 8 Apéndice D Apéndice E</p> <p>API 2028 API 2003 API 2202 API 2207</p> <p>29 CFR 1910 146 29 CFR 1910 134 29 CFR Part 260-271 29 CFR Part 171-180 State EPA programs</p>	<p>API 2015 Sección 9 Apéndice C Apéndice E</p> <p>API 2207 API 2009 API 653</p> <p>ANSI Z49 1</p> <p>NFPA 51B</p> <p>29 CFR 1910 251</p>	<p>API 2015 Sección 10 Apéndice E</p> <p>API 2003 API 2026 API 653</p>
	→	→	→	→	→	→	→	→
	PREPARACIÓN	TANQUE VACIO	AISLAMIENTO	VENTILANDO LOS GASES Y VAPORES	PRUEBAS ATMOSFERICAS	LIMPIEZA	TRABAJOS Y REPARACIONES EN CALIENTE	AUTORIZACIÓN

Instalaciones auxiliares

La iluminación en el interior del tanque generalmente no es suficiente, entonces es necesario contar con luz adicional, esto se logra con ayuda de espejos o luz artificial, en este último caso por seguridad se recomienda que las linternas sean del tipo aprueba de explosión.

Pasarelas de acceso, se minimiza el riesgo de accidentes si se considera la instalación de pasarelas internas. Los accidentes típicos pueden ser tropezones con mangueras, resbalamientos en el piso del tanque, choques con soportes de la estructura, etc.

El Andamiaje, es necesario para la etapa de lavado y trapeado, estos andamios pueden ser móviles para cubrir todo el área del techo y el cilindro.

Contenedores o casetas, son necesarios para la custodia de materiales, equipos, herramientas y demás facilidades utilizadas, también sirven como oficina en campo del Ingeniero residente.

Lavado del tanque

Es la etapa final de la limpieza, el lavado es normalmente con producto liviano, generalmente con kerosene o productos similares en este caso se tiene el inconveniente de la generación adicional de vapores de hidrocarburos, en otros casos se utilizan productos químicos tal como la sal de soda; también puede ser lavado con agua y detergentes industriales, este trabajo puede ser realizado en forma manual o con equipos de alta presión. La recuperación de lavado es mediante bombas neumáticas accionadas por compresores de aire, luego eliminados por el sistema de drenajes, luego se

procede al enjuague mediante pitones a presión con agua dulce, para terminar con un trapeado o utilizando aserrín, esta operación de secado se realiza en forma manual como última fase de limpieza del tanque.

Grado de Limpieza Superficial

Los tanques de crudo generalmente forman en el fondo, costras duras, Ver Figura 4.7; que requieren ser retiradas mecánicamente o por abrasión. Es necesario lograr un fondo limpio, exento de grasa, sin rebabas de soldadura y sin emanaciones de gas, se debe lograr una superficie limpia, de ser necesario debe arenarse el fondo, Ver Figura 4.8 (arenado comercial).



Figura 4.7 Fondo de tanque en proceso de limpieza con presencia de costras

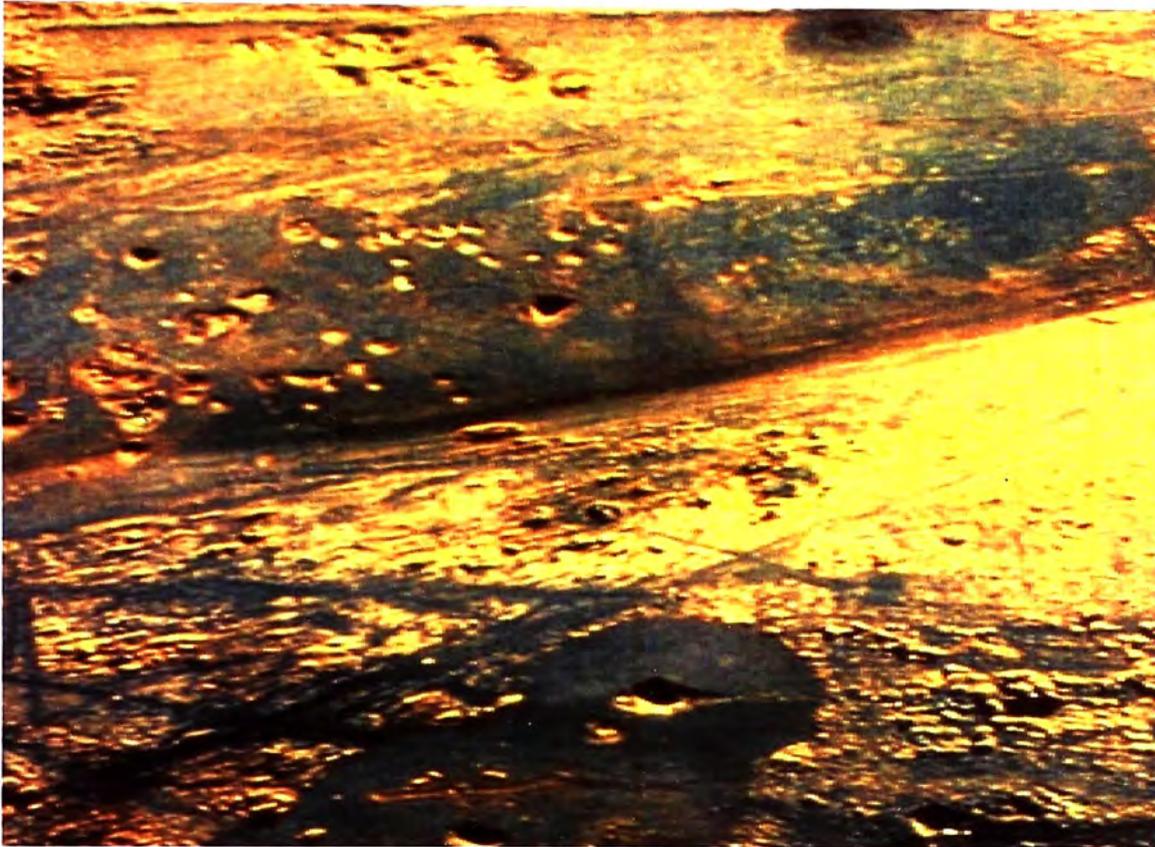


Figura 4.8 Fondo de tanque después de un arenado comercial, se aprecia limpieza en su superficie.

4.1.3 Inspección

La inspección del tanque representa una de las actividades principales del mantenimiento toda vez que esta acción determinara el estado situacional de operación del tanque y las tareas a realizar para otorgarle nuevamente al equipo condiciones que garanticen su operación en forma continua y segura por un periodo determinado, la inspección del fondo de un tanque, usualmente se realiza por:

- método convencional, o
- método denominado tank scan.

4.1.3.1 Método convencional

La técnica convencional recurre a pruebas de martillo, mediciones con ultrasonido y por último a cortar muestras “representativas” para inferir los defectos. Esto conlleva a mantener el tanque fuera de servicio por un buen tiempo y el nivel de incertidumbre de la inspección es alto.

Las técnicas de inspección convencional, tiene las siguientes características:

La inspección es visual 100% de la parte interna del fondo (lado del producto). Para determinar la corrosión interna, Ver Figura 4.9.

La medición de espesores por ultrasonido tipo “Spot” que pueden ser entre 12 a 50 puntos por plancha Ver Figura 4.10 y 4.11.

Se realizan cortes de testigos para evaluar el estado de la plancha por el lado en contacto con el suelo.

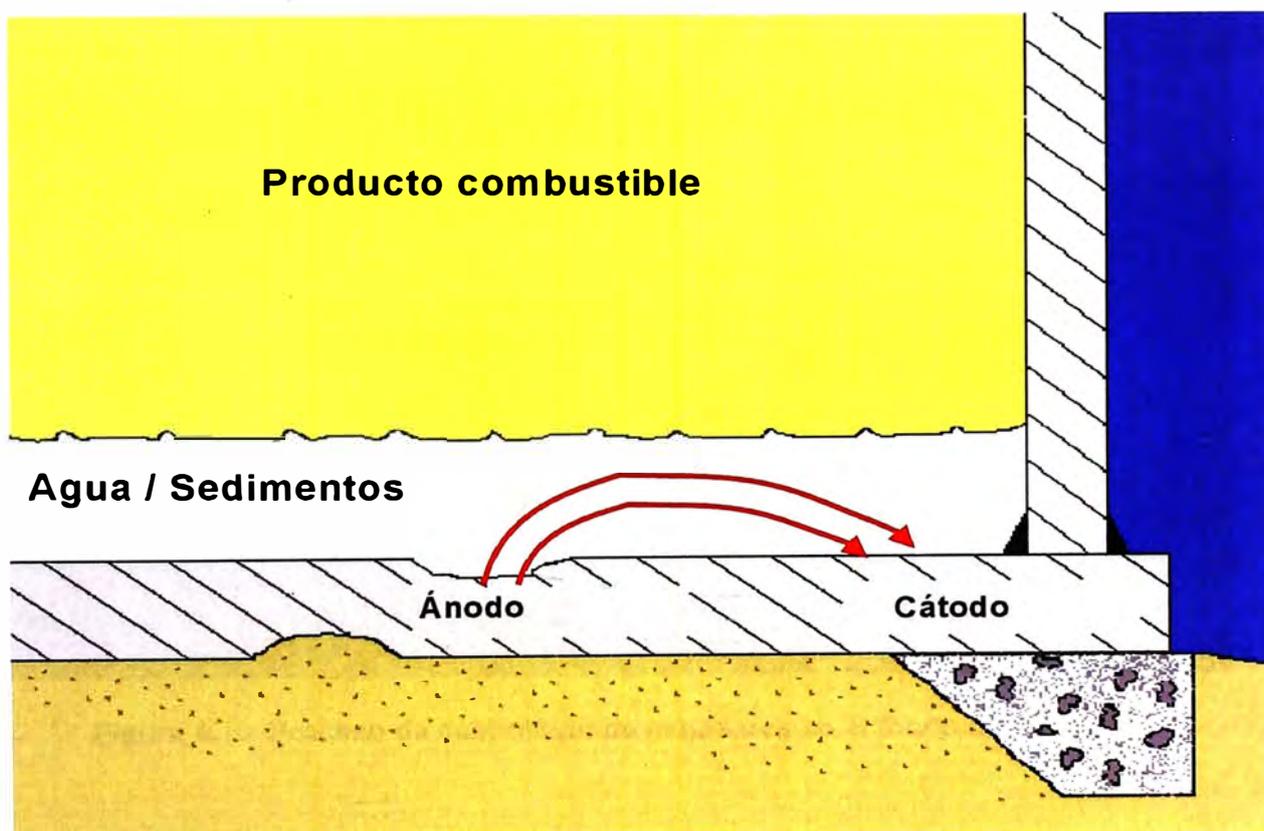


Figura 4.9 Corrosión Interna

La confiabilidad de la inspección convencional es:

- Calibrando (medición de espesores) un promedio de 50 puntos por plancha, lo cual es bastante razonable para una plancha de 100 pies² (9.29 m²) el porcentaje del área inspeccionada es de 0.06 %.
- Cortando 6 segmentos generalmente de 1 pie², en un tanque de 120 pies de diámetro (36,58 m), el porcentaje del área inspeccionada es del 0.05%.
- La probabilidad de detectar zonas de corrosión localizadas por el lado inferior del fondo es muy baja.

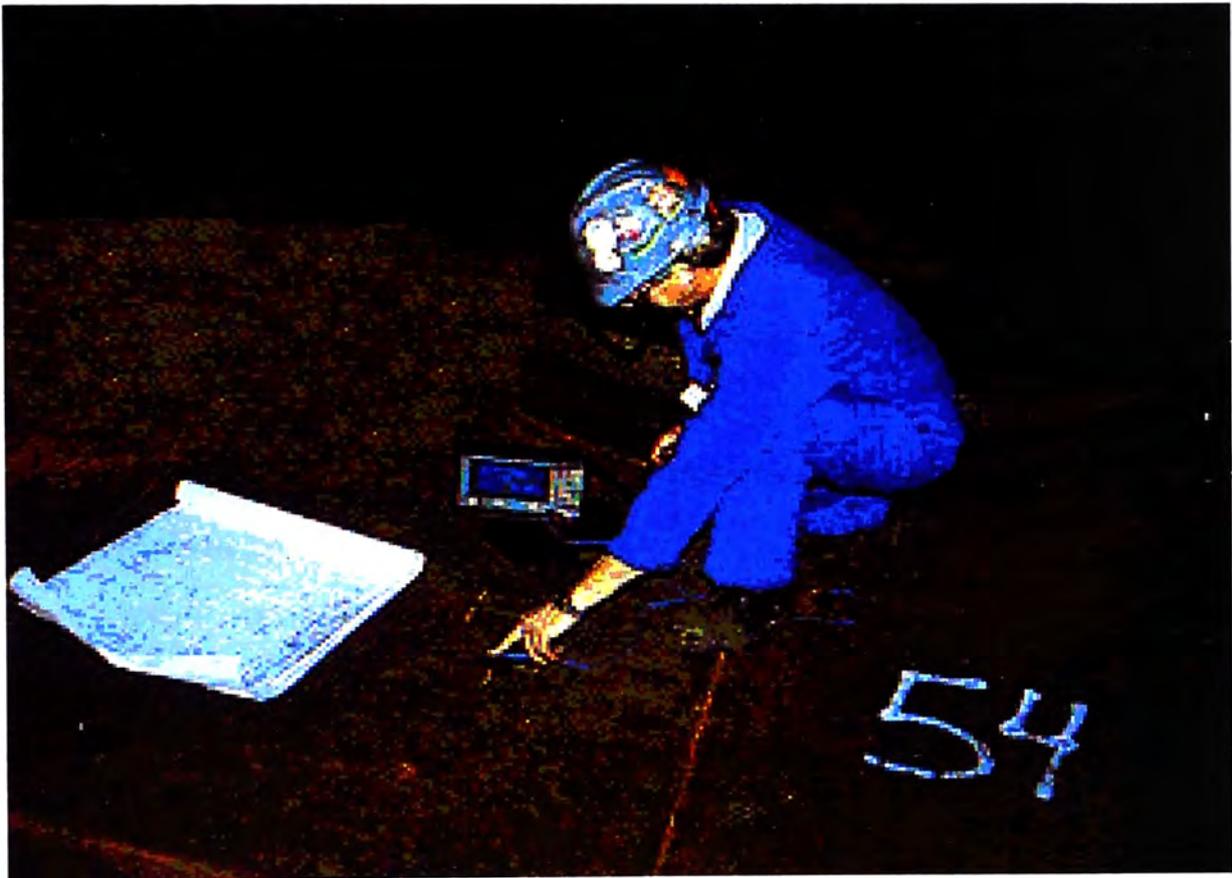


Figura 4.10 Proceso de calibración de espesores en el fondo de un tanque

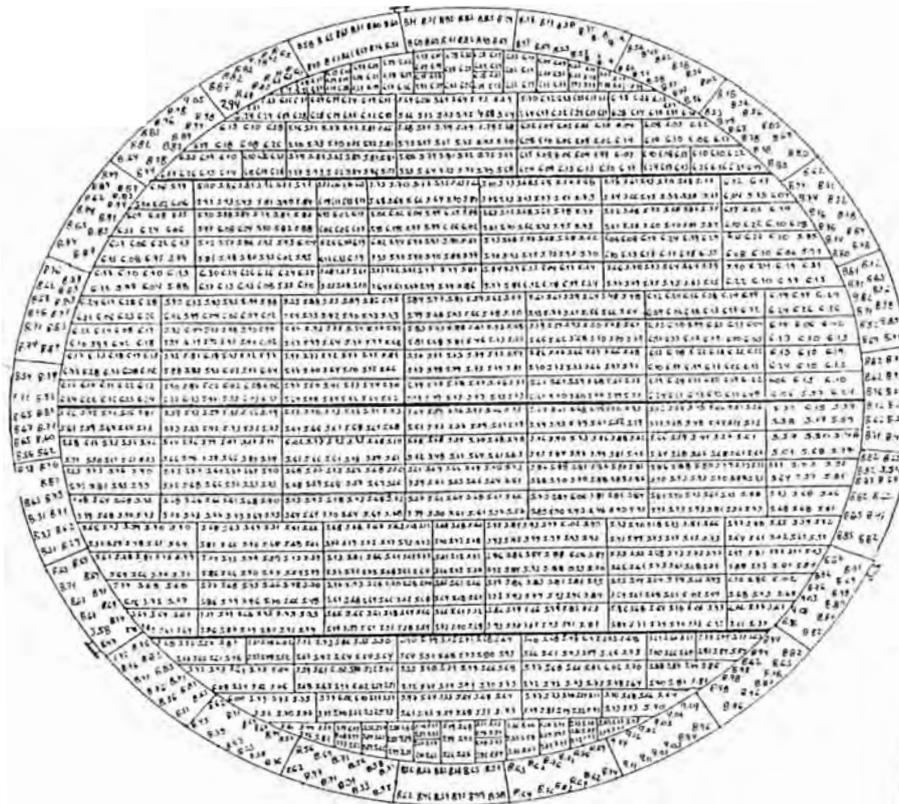


Figura 4.11 Resultado de la calibración de espesores en el fondo de un tanque

Impacto de la baja confiabilidad

Cuando se tiene baja confiabilidad en los métodos de inspección se enfrenta dos disyuntivas que son o alto costo o alto riesgo, por ejemplo:

Decidir conservadoramente cambiar todo el fondo cuando haya evidencias de corrosión inferior, o debido a que el fondo ya es antiguo: esto representa una solución de alto costo, un fondo de 120 pies de diámetro pude costar alrededor de 120,000 US\$.

Mantener el fondo cambiando los sectores identificados en mal estado, esto representa una solución de alto riesgo de fuga de producto y contaminación del terreno, con las implicancias de tener que poner nuevamente fuera de servicio el tanque lo cual redundo también en altos costos.

Evaluación del método manual.

- Tiempos de operación largos.
- Incertidumbre.
- Mano de obra intensiva y tiempos largos.
- Mayores riesgos.
- Alto costo de disposición final de residuos.
- Mayor lucro cesante.

4.1.3.2 Método de inspección con sistema Tank Scan

- Se inspecciona prácticamente el 100% de la superficie del fondo del tanque, Ver Figura 4.12.
- Se detectan problemas de corrosión localizada y pérdida de espesor gradual.



Figura 4.12 Inspección del fondo con el método Tank Scan

Confiabilidad de la inspección con Tank Scan

En vista que el barrido del fondo del tanque es del 100% del área del fondo, la confiabilidad de una inspección mediante Tank Scan, es alta y está en función de una adecuada calibración del equipo, selección de la frecuencia más adecuada a cada tipo de plancha y a la

experiencia del inspector para discriminar el tipo de defectos que se observan en la pantalla.

Evaluación del Método Automatizado.

- Tiempos de operación cortos.
- Mínima mano de obra especializada.
- Minimiza los riesgos.
- Gran disminución de residuos a tratar.
- Plazos de entrega cortos.
- Poco lucro cesante.

Comparación de eficiencia de técnicas para detección de defectos

	Inspección Visual	Corte de Segmentos	Ultrasonido	Tank Scan 2000
Detección de defectos por el lado superior del fondo	Muy bueno	No aplicable	Limitado a zonas de bajo espesor	Muy bueno
Detección de defectos por el lado inferior del fondo	No aplicable	Insuficiente	Deficiente	Muy bueno
Medición de espesores	No aplicable	No aplicable	Muy bueno	Bueno

Una vez determinado el método, se procede a la toma de datos en campo, esta información debe ser procesada utilizando para ello las recomendaciones dispuestas en la norma API 653. A continuación se muestra el diagrama lógico para la evaluación de las planchas del fondo de los tanques recomendado en el API Publicación N° 327. Manual de normas de tanques de almacenamiento sobre tierra, Ver Figura 4.13.

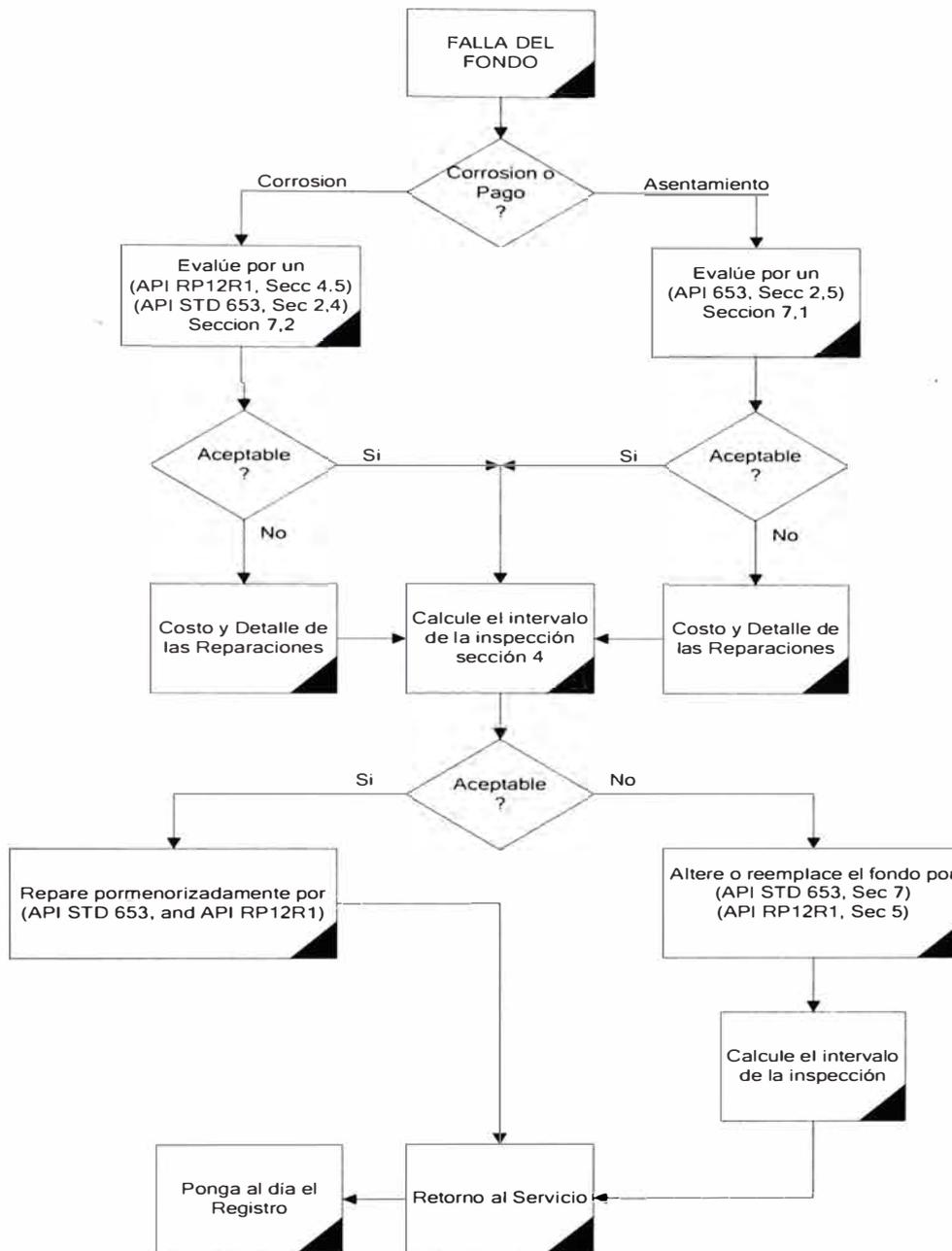


Figura 4.13 El diagrama de la lógica para la evaluación del fondo

4.1.4 Conclusiones y recomendaciones

El diagnóstico puede derivar en tres posibles conclusiones:

- No realizar ninguna reparación.
- Realizar una reparación parcial
- Realizar un cambio total del fondo.

4.2 REPARACIÓN DEL FONDO

La reparación de un tanque conlleva la seguridad intrínseca que se traduce en planificación y responsabilidad.

La intervención de un tanque generalmente se planifica tomando en cuenta el resultado de inspecciones preliminares realizadas al tanque; la necesidad operativa y la disposición de recursos para efectuar el mantenimiento en forma satisfactoria. Definir la fecha para la intervención del tanque esta en función al diagnóstico preliminar del estado mecánico del equipo emitido por el personal inspector, en este diagnóstico se indica la urgencia de efectuar los trabajos de mantenimiento, no obstante el área operativa es quien finalmente decide la fecha real a ser puesto a disposición el equipo.

La responsabilidad conlleva prevenir las contingencias; mantener obligatoriamente suficientes extintores de fuego, vehículos automotrices. Preparar el personal que participa, mediante charlas de seguridad en el sitio entrenar para actuar ante la eventualidad de un accidente mayor o menor, entonces queda determinado que salida usar, donde ubicarse durante el posible siniestro, quienes conforman la brigada de primeros auxilios, la brigada contra incendio, etc.

Un conveniente planeamiento permitirá controlar las variables que intervienen en la reparación así como el uso adecuado de los recursos. Es la función que garantiza la puesta a tiempo de los materiales en obra.

No se considera práctico iniciar la reparación del tanque sin conocer la lista de materiales requeridos y sin contar con el personal calificado. Los trabajos se basan en las recomendaciones emitidas por el personal inspector y las mejoras y/o modificaciones indicadas mediante planos por el personal operativo.

Asimismo para asegurar la calidad de fabricación y/o reparación, sino además para realizar el seguimiento correspondiente; es importante desarrollar un plan de aseguramiento de calidad, en el cual se tomen en cuenta todos los puntos descritos en las normas para la fabricación y/o reparación de tanques a presión atmosférica, baja presión y tanques a presión (API 650, API 653, API 620 y ASME Secc. VIII), entre los puntos principales puntos de control necesariamente debemos considerar al proceso de soldadura de las planchas.

Proceso de soldadura

Al iniciar la fabricación y/o reparación de una construcción soldada es preciso disponer de las suficientes garantías respecto a que sí soldando con el procedimiento y la técnica seleccionada se va a lograr la continuidad metálica de la unión en el sentido indicado en el término soldabilidad.

“Un acero se considera soldable, por un procedimiento determinado y para una aplicación específica, cuando mediante una técnica adecuada se pueda conseguir la continuidad metálica de la unión, de tal manera que ésta cumpla con las exigencias prescritas con respecto a sus propiedades locales y a su influencia en la construcción de la que forma parte integrante”.

Con el objeto de avalar estas garantías, es necesario realizar previamente la Calificación del Procedimiento que se va a emplear, así como la Homologación de la mano de obra (soldador) que va a ejecutar el mismo.

Calificación del procedimiento de soldadura

Las especificaciones del procedimiento de soldadura (WPS) y los soldadores y operadores de soldar estarán calificados de conformidad con la sección IX del código ASME.

Consta de las siguientes fases:

- Preparación de la especificación del procedimiento (WPS).
- Soldar una probeta, siguiendo fielmente la Especificación.
- Someter la probeta a los ensayos requeridos por el código de diseño de la construcción soldada y a los adicionales que puedan imponer las condiciones de servicio.

La especificación del procedimiento

En la especificación deberán indicarse claramente todas las variables o parámetros de soldeo.

- a. Proceso de soldeo: SMAW, SAW, GMAW, etc / tipo
- b. Uniones: (QW-402)
 - Tipo: V, X, U, J, K, etc.
 - Dimensiones: ángulo, talón, separación.
 - Sistema de preparación de bordes.
 - Uso de backing.
- c. Metal base (QW-403)
 - Calidad.
 - Grupo PN° y GN°.
 - Espesor.
- d. Material de aporte (QW-404)
 - Tipo de electrodo: Clasificación AWS.
 - Tamaño de electrodo/alambre.
 - Rango de deposición.
 - Flux.
 - Tipo de Inserto.
 - Composición (A N°).

- Grupo de Electrodo (F N°).
- e. Posición de soldadura (QW-405).
 - 1G, 2G – 1F, 2F
 - Sentido de avance o progresión.
- f. Pre calentamiento (QW-406)
 - Temperatura de inicio, de interpase.
 - Fuente de Calor.
- g. Tratamiento térmico post soldeo (QW-407).
 - Temperatura a alcanzar.
 - Velocidad de calentamiento y enfriamiento.
 - Tiempo de mantenimiento.
- h. Gases
 - Tipo de Gas.
 - Composición.
 - Flujo, etc.
- i. Características eléctricas (QW-409)
 - Corriente, polaridad.
 - Amperaje.
 - Voltaje.
 - Tipo de deposición (automática).
- j. Técnica (QW-410)
 - Velocidad de Soldeo.
 - Forma de deposición.
 - Método de Limpieza entre pasadas.
 - Procedimiento de escamado de raíz.
 - Número de pases.

- Número de electrodos / alambres.

- k. Todo tipo de nota que ayude a la buena práctica de la soldadura, ver Figura 4.14 Protocolo de Especificación de Procedimiento.

Soldadura y ensayos (PQR)

Esta fase consiste en soldar una probeta respetando lo indicado en la especificación del procedimiento, realizando los controles de temperatura necesarios, si se necesitará de precalentamiento y post-calentamiento.

Finalizado el proceso anterior, se realizarán los ensayos requeridos como lo disponen los códigos, estos ensayos pueden ser: de tracción, de doblado y un barrido de durezas en la sección transversal de la junta.

Además por exigencias del servicio que van a prestar a las soldaduras también se les puede practicar otras pruebas como: ensayo de impacto, ensayo de corrosión, etc.

Los resultados de ensayo se plasman en un documento escrito considerado como PQR, Ver Figura 4.15, Protocolo de Calificación del Procedimiento de Soldadura.

Homologación del soldador

Por último, para reunir las garantías antes mencionadas, debemos asegurarnos que la mano de obra tiene la habilidad y formación necesarias.

Es importante, por ello la Calificación del Soldador y de los operadores de máquinas automáticas de soldadura, por medio de pruebas y ensayos correspondientes, según el código de aplicación, Ver Figuras 4.16 y 4.17 Protocolo de Homologación del Soldador

Figura 4.14 Protocolo de Especificación de Procedimiento.

GyM	ESPECIFICACION DEL PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA	PCM.R9-04-F1
	QW-482	Revisión: 0 Fecha may-00 Página: 1 de 2
(WPS) N°: _____ PROCESO: _____ TIPO: _____		
* JUNTAS (QW-402) Detalles		
Diseño de Junta: _____		
Respaldo: _____		
Anillo de Respaldo (tipo): _____		
<input type="checkbox"/> Metal: <input type="checkbox"/> Metal no fundible <input type="checkbox"/> No metálico <input type="checkbox"/> Otro		
Bosquejos, dibujos de producción, símbolos de soldadura o descripciones escritas. mostrarán el arreglo general de las partes a ser soldadas. Donde sea aplicable, los espacios de raíz y los detalles de la soldadura deberán ser especificados.		
* METALES BASE (QW-403)		
P.N.: _____ Grupo N° _____ a P. N.° _____ Grupo N° _____		
Tipo de especificaciones y grado: _____		
a Tipo de especificaciones y grado: _____		
Análisis Químicos y Propiedades Mecánicas: _____		
a Análisis Químicos y Propiedades Mecánicas: _____		
Rango de Espesor: _____		
Metal Base: _____ Ranura: _____ Filete: _____		
Rango de diam. de tubería: _____ Ranura: _____ Filete: _____		
Otro: _____		
* METALES DE APORTE (QW-404)		
Spec N° (SFA) _____		
AWS N° (Clase) _____		
F-N° _____		
A-N° _____		
Diámetro de metal de aporte _____		
Metal soldado _____		
Rango de espesor _____		
Ranura _____		
Filete _____		
Electrodo fundente (Clase) _____		
Marca del fundente _____		
Insertar consumible _____		
Otro _____		

GyM	ESPECIFICACION DEL PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA	PCM.R9-04-F1				
	QW-482	Revisión: A Fecha may-00 Página: 2 de 2				
(WPS) N°: _____ PROCESO: _____ TIPO: _____						
* POSICIONES (QW-405)		* TRATAMIENTO TERMICO DESPUES DE LA SOLDADURA (QW-407)				
Posición (es) de ranuras: _____		Rango de Temperatura: _____				
Progresión de Soldadura: Arriba: _____ Abajo: _____		Rango de Tiempo: _____				
Posiciones de Filete: _____						
* PRECALENTAMIENTO (QW-406)		* GAS (QW-408)				
Temp. de precalent. Min: _____		Composición %				
Temp. entre pasada. Max: _____						
Mantenimiento de precalentamiento: _____		Gas(es)				
(Calor aplicado continuamente o en forma especial deberá ser registrado)		Mezcla				
		Veloc. de flujo				
		Proteccion				
		Flujo				
		Respaldo				
* CARACTERISTICAS ELECTRICAS (QW-409)						
Corriente AC o DC _____ Polaridad _____						
Amps. (Rango) _____ Volts. (Rango) _____						
(El rango de corriente de tensión y Voltios deberá ser registrado para cada diámetro metal aporte posición, espesor, etc. de electrodo. Esta información podría ser listada en una forma tabular similar a la mostrada abajo).						
Tamaño y tipo de electrodo de Tungsteno puro, 2% torado, etc.: _____						
Modo de transferencia de metal para GMAW: _____						
Rango de velocidad de alimentación del alambre: _____						
* TECNICA (QW-410)						
Pasada ancha o angosta del cordón: _____						
Diámetro de la boquilla de gas: _____						
Limpieza inicial y entre pasadas (escobillado, esmerilado, etc.): _____						
Método de resane de raíz: _____						
Oscilación: _____						
Distancia de trabajo de boquilla: _____						
Pasada única o múltiple: _____						
Velocidad del depósito (Rango): _____						
Martillado: _____						
Otro: _____						
Capa(s) de Soldadura	Procesos	Metal de Aporte Clases Diam.	Tipo de Polandad	Rango de Voltaje	Rango de Velocidad	Otro (p.e., comentarios, técnicas ángulo de arco, etc.)

Figura 4.15 Protocolo de Calificación del Procedimiento de Soldadura.

GyM REGISTRO DE CALIFICACION DE PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA QW-483 (WP) N° : WPS : TIPO :	PCM.R9-04-F2 Revisión: 0 Fecha: may-00 Página: 1 de 2															
	* JUNTAS (QW-402) (Diseño de bisel de probeta preparada)															
* METAL BASE (QW-403) Especificaciones del metal : _____ Tipo de grado : _____ P.N° : _____ a P.N° : _____ Espesor de la probeta de ensayo : _____ Diam. De la probeta de ensayo : _____ Otro : _____	* TRAT. TERMICO POST-SOLD. (QW-407) Temperatura : _____ Tiempo : _____ Otros : _____															
* METAL DE APORTE (QW-404) Especificación SFA : _____ Clasificación AWS : _____ Metal de aporte = N° : _____ Análisis de Metal de Soldadura A-N° : _____ Diam. de metal de aporte : _____ Otros : _____ Espesor de metal de sold. : _____	* GAS (QW-408) <table border="1"> <tr> <th colspan="3">Composición %</th> </tr> <tr> <th>Gases</th> <th>Mezcla</th> <th>Veloc. de flujo</th> </tr> <tr> <td>Protección</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Flujo</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Resaldado</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Composición %			Gases	Mezcla	Veloc. de flujo	Protección			Flujo			Resaldado		
Composición %																
Gases	Mezcla	Veloc. de flujo														
Protección																
Flujo																
Resaldado																
* POSICION (QW-405) Posición de bisel : _____ Avance de la soldadura ascendente (A) y descendente (D) : _____ Otros : _____	* CARACT. ELECTRICAS (QW-409) Corriente : _____ Polaridad : _____ Amperaje : _____ Voltaje : _____ Tamaño del electr. de tungsteno : _____ Otros : _____															
* PRECALENTAMIENTO (QW-406) Temp. De precalentamiento : _____ Temp. Entrepases : _____ Otros : _____	* TECNICA (QW-410) Velocidad de avance : _____ Pasada angosta o ancha : _____ Oscilación : _____ Pasada múltiple o única (por lado) : _____ Electrodo único o múltiple : _____ Oscilación : _____ Otros : _____															

GyM REGISTRO DE CALIFICACION DE PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA QW-483 (WP) N° : WPS : TIPO :	PCM.R9-04-F2 Revisión: 0 Fecha: may-00 Página: 2 de 2																																				
	ENSAYO A LA TRACCION (QW-150)																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Probeta</th> <th>Ancho</th> <th>Espesor</th> <th>Area</th> <th>Carga Total Ultima (lb)</th> <th>Esfuerzo Unitario Ultimo</th> <th>Tipo de Falla y Ubicación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(....)</td> <td>(....)</td> <td>(....)</td> <td>(....)</td> <td>(....)</td> <td>(....)</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Probeta	Ancho	Espesor	Area	Carga Total Ultima (lb)	Esfuerzo Unitario Ultimo	Tipo de Falla y Ubicación	(....)	(....)	(....)	(....)	(....)	(....)																								
Probeta	Ancho	Espesor	Area	Carga Total Ultima (lb)	Esfuerzo Unitario Ultimo	Tipo de Falla y Ubicación																															
(....)	(....)	(....)	(....)	(....)	(....)																																
ENSAYO DE DOBLEZ GUIADO (QW-160)																																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo y Figura N°</th> <th>Resultado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Tipo y Figura N°	Resultado																																		
Tipo y Figura N°	Resultado																																				
ENSAYO DE TENACIDAD (QW-170)																																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Probeta N°</th> <th>Ubicación de ranura</th> <th>Tipo de ranura</th> <th>Tiempo de prueba</th> <th>Valores de Impacto</th> <th>Exp Lateral % c-zallamien</th> <th>Milipulgadas</th> <th>Peso de Caída Roto</th> <th>N° Roto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Probeta N°	Ubicación de ranura	Tipo de ranura	Tiempo de prueba	Valores de Impacto	Exp Lateral % c-zallamien	Milipulgadas	Peso de Caída Roto	N° Roto																												
Probeta N°	Ubicación de ranura	Tipo de ranura	Tiempo de prueba	Valores de Impacto	Exp Lateral % c-zallamien	Milipulgadas	Peso de Caída Roto	N° Roto																													
ENSAYO DE SOLDADURA DE FILETE (WQ-180)																																					
Tipo de Prueba : _____ Análisis de Depósito : _____ Otro : _____ Nombre del Soldador : _____ Hora : _____ Estampa N° _____ Prueba supervisada por : _____ Prueba de laboratorio N° _____ Certificamos que lo establecido en este registro es correcto y que las pruebas de soldadura fueron preparadas, soldadas y probadas de acuerdo con los requerimientos de la Sección IX del Código ASME Contralista : _____ Fecha : _____ Por : _____																																					

4.2.1 Ninguna reparación

Este es el caso en el cual no se requiere ningún trabajo de reparación, porque durante la evaluación se diagnostico que el tanque no tiene ninguna avería que amerite una refacción, se procede al retiro de facilidades y al cierre del tanque.

4.2.2 Reparación parcial

Cuando la inspección ha determinado que el fondo actualmente en servicio debe ser reparado de manera parcial, generalmente estos trabajos se reducen básicamente a:

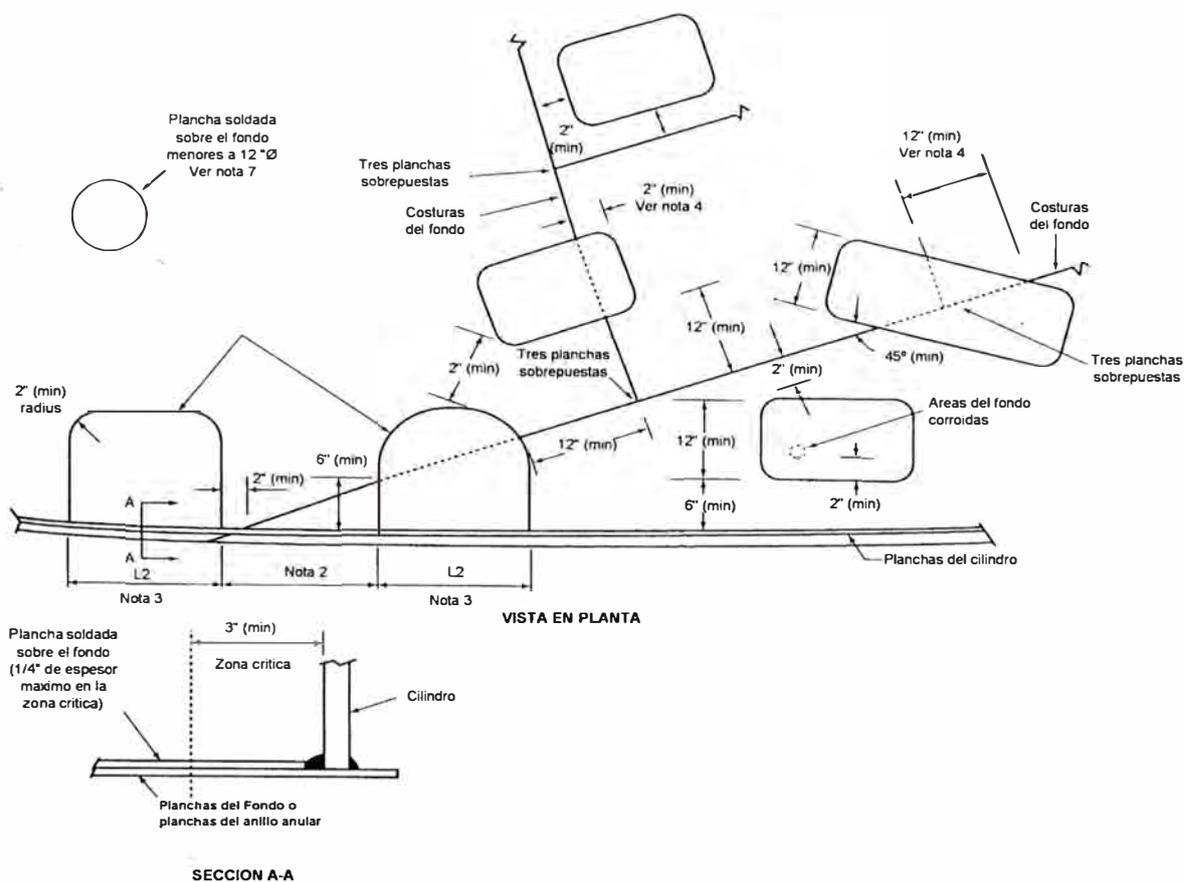
a.- Instalación de planchas de refuerzo (parches)

En la Figura 4.18, se muestra los detalles típicos de instalación de parches en el fondo recomendados en el API STD 653. En esta gráfica se indican las distancias mínimas a considerar entre los cordones de soldadura de fijación de los parches respecto a las planchas del fondo.

La instalación de un parche se hace generalmente para reforzar una determinada zona del fondo; sin embargo, la decisión de hacerlo debe ser el resultado de considerar el motivo principal que origina ese refuerzo, por ejemplo:

Debajo de la zapata de las columnas soporte del techo fijo se puede originar o estar originando un proceso de corrosión por diferencia de concentración o estancamiento. En este caso, el parche es una plancha de sacrificio que debe soldarse al fondo mediante soldadura continua. Lo mismo sucede en el área de apoyo de las columnas soporte de un techo flotante donde es propicio el deterioro de la

plancha del fondo debido a corrosión-erosión cada vez que los soportes del techo llegan a descansar sobre el fondo del tanque.



Notas:

1. Las medidas abarcan de pie a pie de la soldadura en filete.
2. La distancia mínima entre dos refuerzos soldados en la zona crítica debe ser el menor de L1 o L2.
3. La distancia máxima a lo largo del cilindro para la soldadura de la plancha de refuerzo en la zona crítica es 24"
4. Cuando el recorrido de la soldadura en la plancha de refuerzo es aproximadamente paralelo a la junta del fondo esa soldadura debe estar separada 2" por lo menos de esta última.
5. los refuerzos que caen en el traslape de tres planchas deben extenderse 12" como mínimo de este punto.
6. Estas reglas aplican a uniones soldadas en el fondo, donde sea aplicable.
7. La soldadura de parches con diámetros menores a 12"Ø esta permitido si se cumple lo indicado en el 9.10.1.1b

Figura 4.18 Planchas típicas soldadas sobre el fondo.

Cuando existe desgaste debido a corrosión localizada que origina hoyos “Pits” y perforaciones en las planchas, Ver Figura 4.19, o por corrosión generalizada originada por los elementos corrosivos arrastrados por el hidrocarburo, Ver Figura 4.20; En este caso es factible apreciar a simple vista el grado de deterioro y determinar la magnitud de los parches. Probablemente, en algunos casos será más conveniente efectuar reemplazos mayores, ya sea, sectores o planchas completas. Típicamente la corrosión ocurre por estancamiento o pérdida de impermeabilización de la pintura.



Figura 4.19 Perforación en la plancha,



Figura 4.20 Segmento de plancha arenado para ver los pits y perforación, obsérvese que hay tres perforaciones, alrededor muchísimo “pits” con un avance muy importante de corrosión localizada

Se considera que el caso más crítico ocurre cuando el deterioro del fondo se debe a corrosión desde el lado exterior, Ver Figuras 4.21, 4.22 y 4.23. La inspección deberá determinar si la velocidad de corrosión es tal que el fondo pueda continuar en servicio sin problema de rotura hasta su próxima Inspección General.

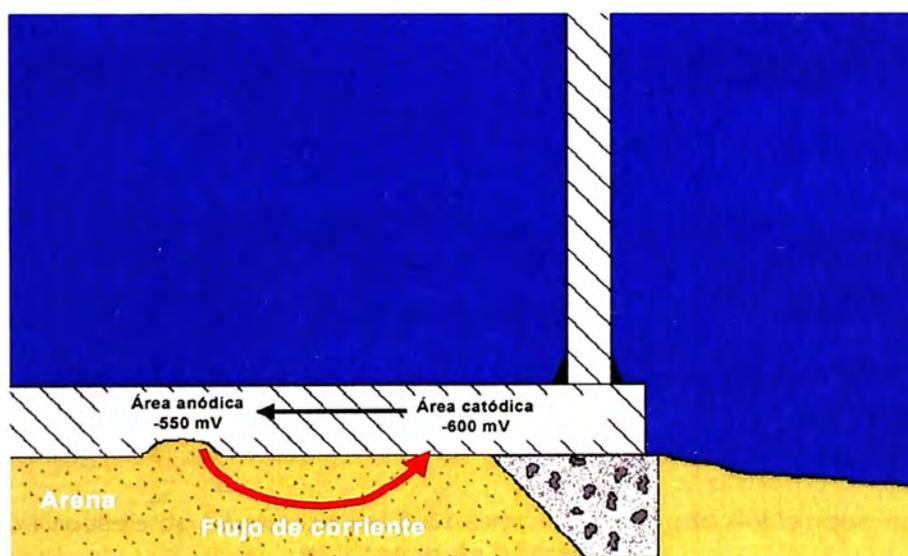


Figura 4.21 Proceso de corrosión del lado exterior del fondo del tanque

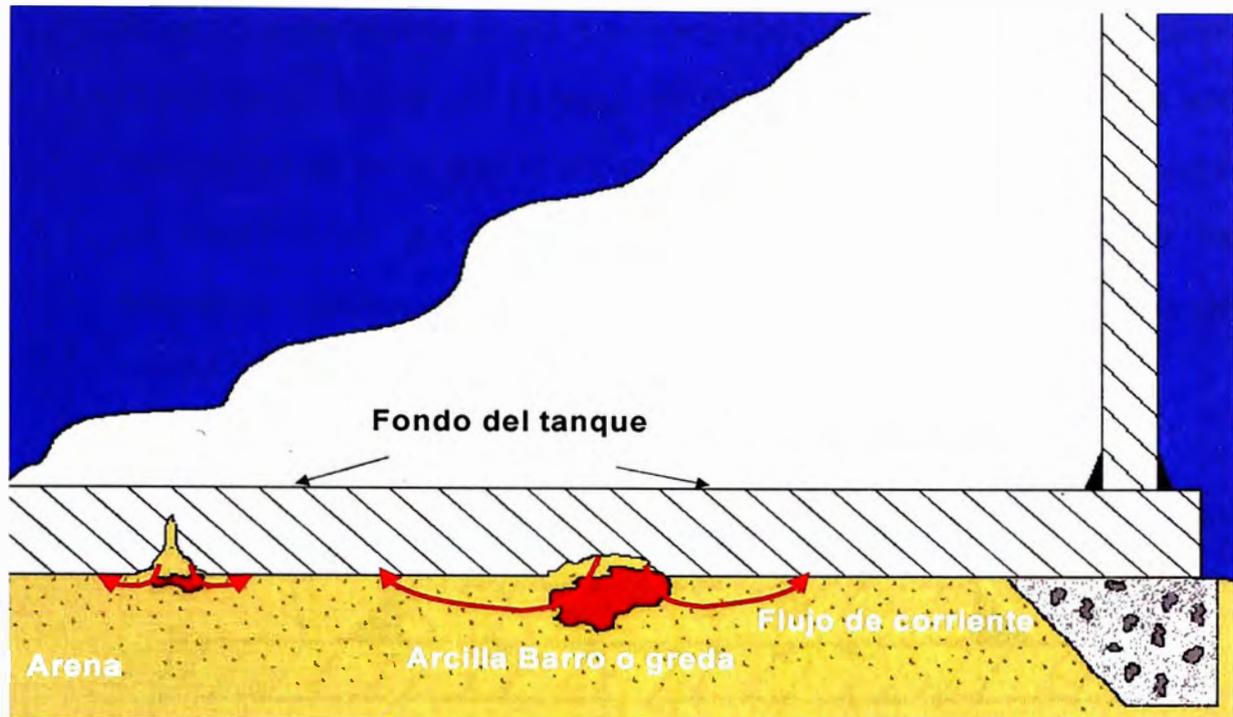


Figura 4.22 Proceso de corrosión del lado exterior del fondo del tanque causada por material extraño en la arena

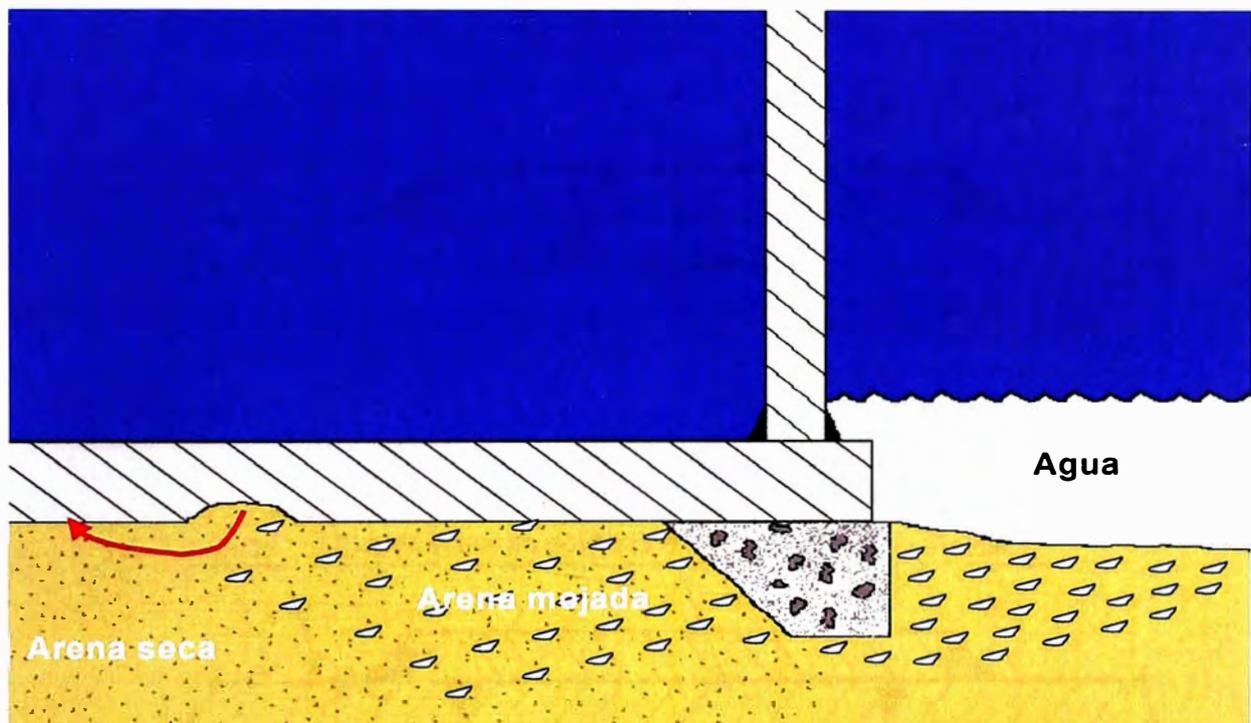
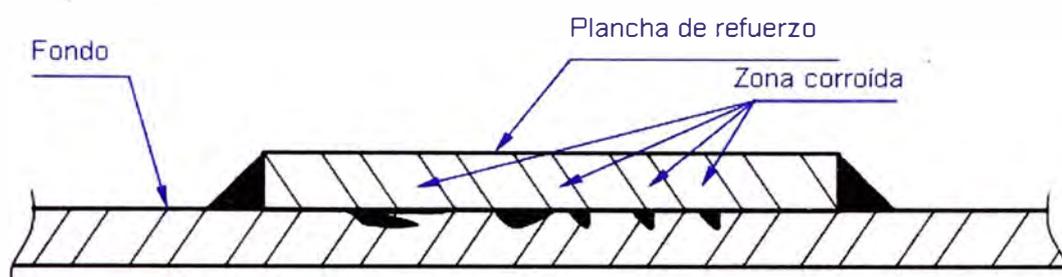
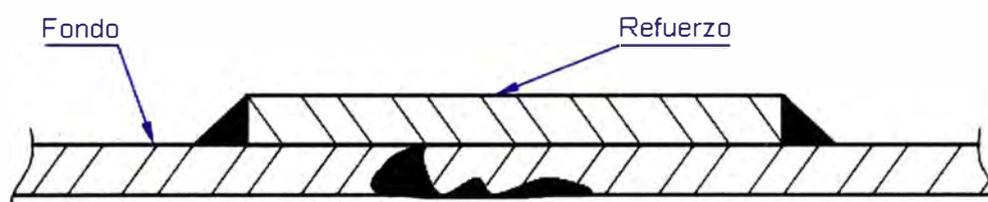


Figura 4.23 Proceso de corrosión del lado exterior del fondo del tanque causada por el ingreso de humedad

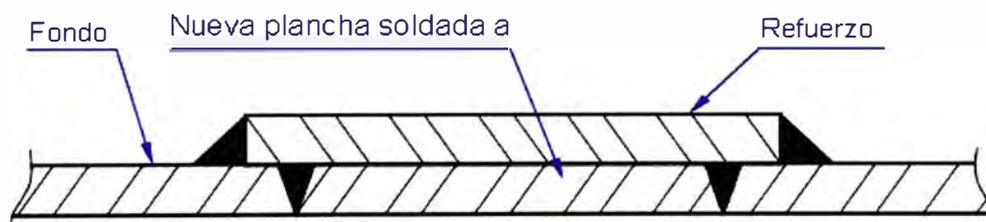
- Si se trata de reparar áreas menores resulta mejor retirar el segmento deteriorado, revisar el terreno debajo del fondo y cambiar de ser necesario, soldar a tope una plancha y encima otra de refuerzo como se muestra en la Figura 4.24. Por lo general, la presencia de pequeñas piedras debajo del fondo origina procesos puntuales de corrosión debido a rozamiento (corrosión-erosión).



A.- El daño es de arriba hacia abajo. Se refuerza instalando una plancha superpuesta al fondo en la zona corroída. La instalación es buena. Adicionalmente, es menester estudiar el proceso de corrosión y minimizarlo.



B.- El daño es de abajo hacia arriba. La reparación es mala, podría originarse un proceso de picado rápido sobre la plancha de refuerzo



C.- Mejor que (B), se elimina el sector deteriorado. El deterioro por corrosión exterior es crítico. Se requiere estudiarlo y minimizarlo.

Figura 4.24 Colocación de sobre plancha en el fondo

b.- Rectificaciones con soldadura.

Las rectificaciones con soldadura se hacen:

Cuando los cordones de unión de planchas presentan erosión o desgaste u otro defecto que amerita su relleno.

Cuando haya desgaste puntual debido a corrosión y que a criterio del inspector es suficiente y práctico rellenar con soldadura.

Es conveniente efectuar una prueba a los cordones de soldadura. Uno de los métodos sugeridos es el de la cámara de vacío, Ver Figura 4.25.



Figura 4.25 Prueba de vacío a las uniones de soldadura de las plancha del fondo de un tanque

4.2.3 Reparación total

Esta es la posibilidad que descarta una reparación parcial, debido al avanzado deterioro del fondo del tanque que exige el cambio total de todas las planchas. Asimismo las recomendaciones del personal inspector también deberá considerar de ser necesario la instalación de un sistema de protección catódica, Ver Figura 4.26.

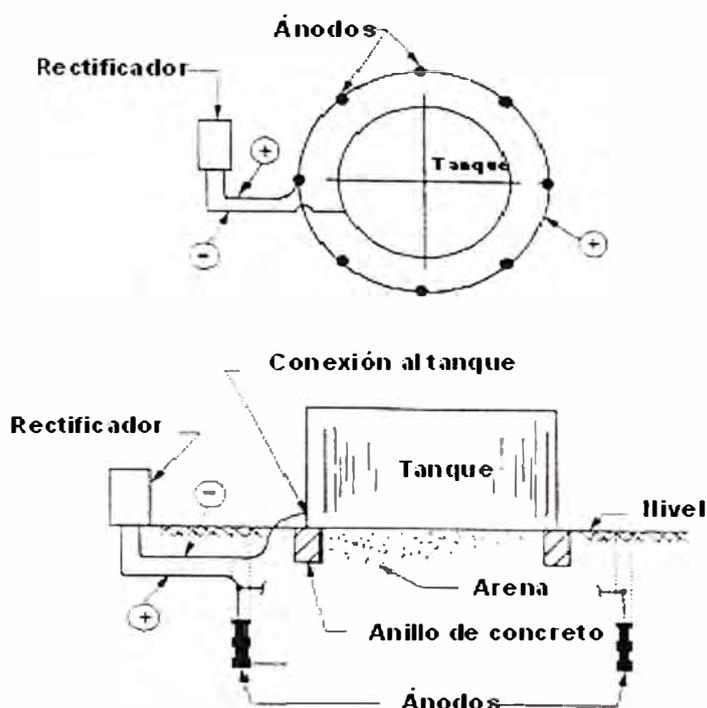


Figura 4.26 Arreglo típico de un sistema de protección catódica en un tanque

Cuando el diagnóstico determinó que el fondo debe ser reemplazado es necesario tomar las siguientes precauciones:

Con los planos de distribución de planchas del fondo se traza y se procede a cortar, Ver Figura 4.27.

Para espesores de hasta 9.5 mm. (3/8") se efectúa con cizalla y para mayores espesores el corte se realiza con oxicorte.

Cuando se corten con oxicorte, la superficie resultante será uniforme y lisa, y se limpiarán las escorias con esmeriles.

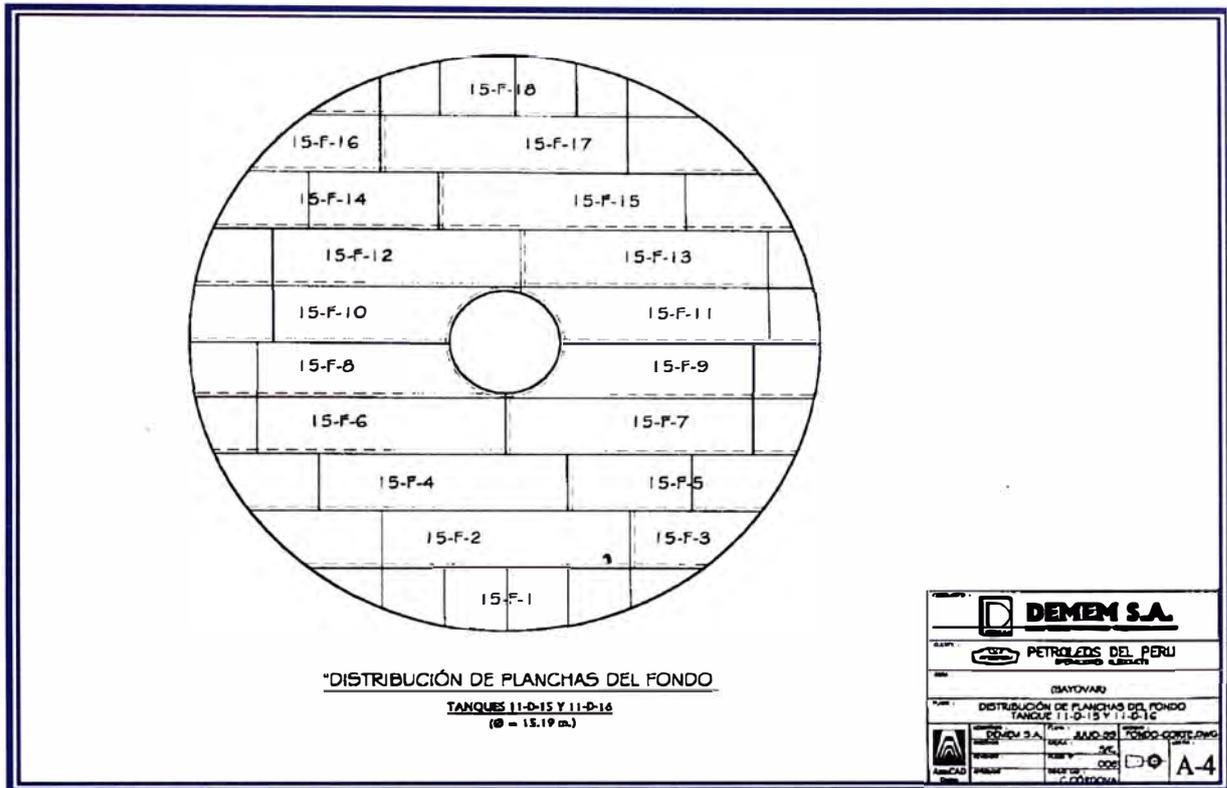


Figura 4.27 Distribución de planchas del fondo de un tanque

- a. De preferencia, retirar el o los fondos antiguos, Ver Figura 4.28. Cuando se dejan los fondos antiguos cualquier rozamiento entre ellos generará el proceso de corrosión en detrimento del fondo nuevo que actúa como ánodo.

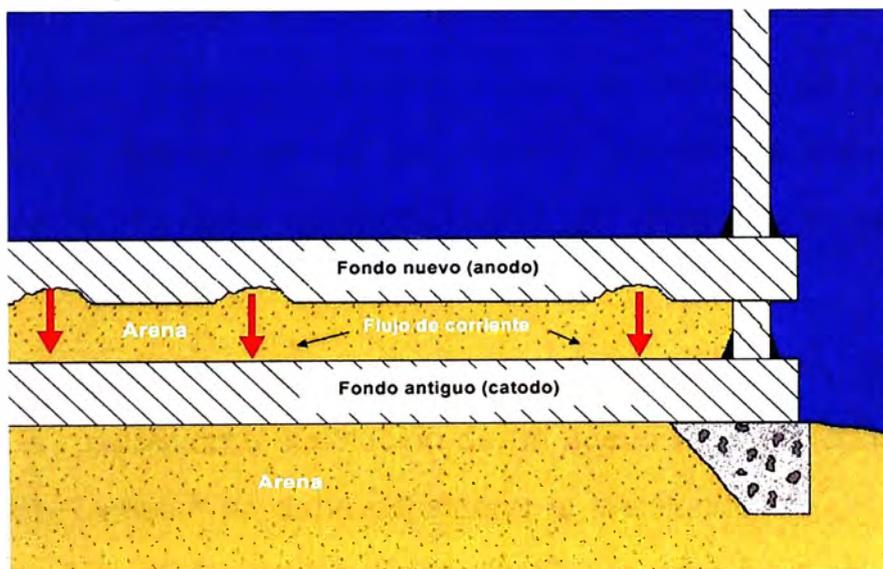


Figura 4.28 Corrosión del fondo nuevo

b. Para retirar todas las planchas del fondo antes se debe de realizar el corte de la unión soldada entre las planchas del fondo antiguo y las planchas del cilindro, posteriormente se debe izar el tanque a una altura conveniente que permita realizar los trabajos en el interior, Ver Figura 4.29 se debe evaluar el suelo debajo del tanque, retirar la capa de arena existente y colocar otra limpia, libre de sales y de grano fino. Si debajo de esta capa no existe buena compactación, retirar y colocar afirmado compactándolo al 100%.



Figura 4.29 Tanque izado para la ejecución del reemplazo del fondo

c. Ubicar la posición de los sumideros y colocar las planchas de tal manera que el traslape quede a favor de éstos para minimizar el estancamiento del producto almacenado.

d. Si hay que sustituir un fondo de tanque hay que prestar considerable atención a la reparación o sustitución de un nuevo anillo de concreto. (Ver Anexo N° 5). También se debe considerar la instalación de un sistema de detección de fuga (indicador) que canalizará cualquier fuga del fondo a un

lugar en que pueda ser fácilmente observada desde el exterior del tanque, Ver Figura 4.30.

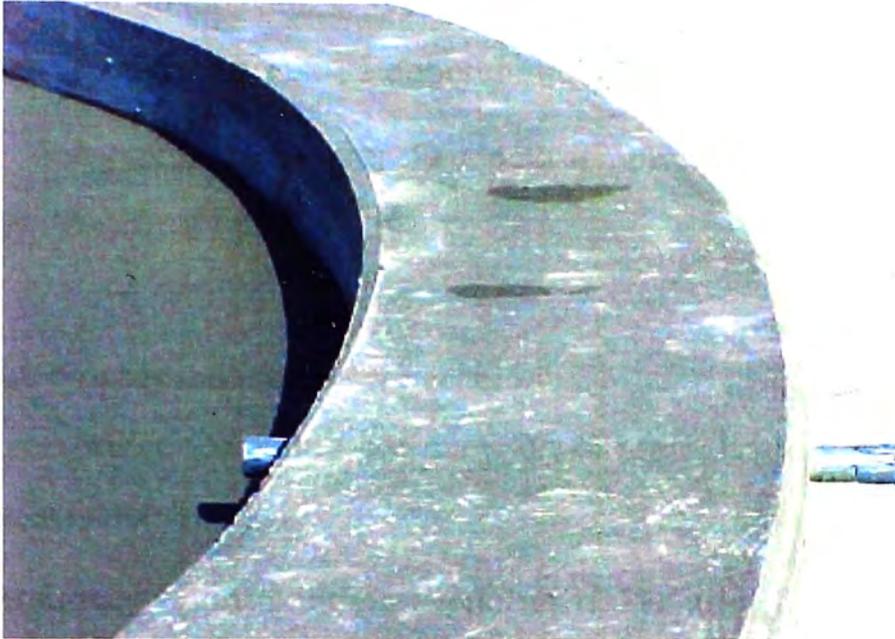


Figura 4.30 Anillo de concreto reparado, véase el sistema de detección de fugas

e. Reemplazar o reparar la geomembrana impermeable debajo del tanque, Ver Figura 4.31.



Figura 4.31 Instalación de geomembrana impermeable en el fondo del tanque

f. La distorsión de los pernos de anclaje y el agrietamiento excesivo de las estructuras de hormigón en las que están empotrados pueden indicar un grave asentamiento de la cimentación o de una condición de aumento de sobrepresión del tanque. Se deben reemplazar de ser necesario.

g. Reemplazar o reparar la geomembrana impermeable debajo del tanque, Ver Figura 4.31.

4.2.3.1 Procedimiento de reparación

Una vez retirado el fondo por cambiar, el reemplazo se realiza mediante 4 pasos siguientes:

1.- Armado y Apuntalado de Planchas del Fondo

Las planchas del fondo se instalarán sobre el anillo de cimentación, después de distribuidas se arman y apuntalan para luego ser soldadas en el orden señalados en el plano, de manera de producir hasta donde sea posible una superficie plana, con la menor distorsión por la contracción de las soldaduras.

Se sueldan las planchas del fondo que queden bajo el primer anillo del cilindro, en una extensión de 30 cm. como máximo. Estas costuras se probarán al vacío. Una vez confirmada su calidad, se procederá al montaje del cilindro.

2.- Soldadura del Fondo

Las planchas del fondo, después de distribuir las y apuntalar las se soldarán en el orden señalado en el plano, de manera de producir hasta donde sea posible una superficie plana, con la menor distorsión por la contracción de la soldadura.

La soldadura del área de cuchillas (permite la libre contracción) del fondo (cerca al perímetro del último anillo del cilindro) dada la configuración y disposición de estas juntas hay que aplicarles una secuencia de soldadura señalado en el plano que se efectuará después de soldar la costura cilindro – fondo del tanque.

3.- Soldadura del Fondo con Perímetro Interior del Cilindro del Tanque

Una vez concluida la soldadura del fondo excepto las áreas de las cuchillas, se procede a soldar el perímetro interior del cilindro - fondo según lo indicado en el plano.

4.- Soldadura de Fondo con Perímetro Exterior del Cilindro del Tanque

Una vez concluida la prueba de impermeabilidad y verificado que no hay fallas en la soldadura se procederá a soldar el perímetro exterior.

Terminada la soldadura entre el cilindro – fondo del tanque, se soldarán las uniones del fondo que se hayan dejado de soldar para permitir la libre contracción.

CAPITULO V

ENSAYOS DE VERIFICACIÓN Y TRABAJOS FINALES

Una vez realizada las operaciones de reparación de un tanque, las acciones finales corresponden a verificar la eficacia de la reparación y los últimos acabados tanto físicos como documentarios. En este capítulo, precisamente se trata de las pruebas de las uniones soldadas realizadas en el fondo de los tanques (que serán del tipo no destructivos) así como de la preparación de la superficie y pintado, también se trata de los documentos técnicos de entrega del tanque reparado que formaran parte de su historial.

5.1 PERSONAL Y RESPONSABILIDADES

El personal involucrado en las pruebas en las cuales se apliquen las técnicas conocidas como pruebas o ensayos no destructivos o en ingles NDT (Non destructive testing), deberá estar calificado, certificado y clasificado según los lineamientos de la Sociedad Americana de Ensayos No Destructivos (ASNT), practica recomendada SNT – TC – 1 A. (Ver Anexo N° 6).

Además como requisito importante, especialmente cuando se practique la inspección visual las personas involucradas deberán de pasar el examen de agudeza visual o Test de Jaeger.

Las responsabilidades del personal se dividen en:

Nivel I.

Una persona la cual debe ser nivel I estará calificada para ejecutar adecuadamente calibraciones, exámenes y evaluaciones específicas de aceptación o rechazo de acuerdo con instrucciones escritas y registro de resultados.

El nivel I debe recibir la instrucción o supervisión necesaria de una persona certificada a nivel II o III.

Nivel II.

Una persona de nivel II estará calificada para ajustar y calibrar el equipo e interpretar y evaluar los resultados con respecto a los códigos aplicables, estándares y especificaciones. El nivel II debe estar familiarizado con el alcance y limitaciones del método para el cual está calificado y tendrá asignada la responsabilidad del entrenamiento y guía sobre el trabajo de los aprendices y niveles I. El nivel II debe ser capaz de preparar instructivas, organizar y reportar los resultados.

Nivel III.

Un nivel III será capaz de establecer técnicas y procedimientos, interpretar códigos, estándares, especificaciones y procedimientos y designará el método, la técnica y procedimiento a ser usado.

Es responsable de los exámenes no destructivos en el método en que está calificado y que le fue asignado y debe ser capaz de interpretar y evaluar los resultados de acuerdo con códigos, estándares y especificaciones. El nivel

III debe tener respaldo práctico en materiales utilizados, fabricación y tecnología del producto para establecer técnicas y auxiliar a establecer criterios de aceptación cuando no existan.

El nivel III debe estar familiarizado con otros métodos de examen no destructivos, como lo demostrado en la reexaminación básica de nivel III preparado por ASNT o cualquier otro.

El nivel III en el método en el cual ha sido certificado, debe estar capacitado para entrenar y examinar al personal a nivel I y II para su certificación en aquel método.

5.2 ALCANCE Y APLICACIONES

Esta parte del trabajo cubre la inspección de las soldaduras efectuadas en la reparación del tanque empleando el API 653 “Inspección, Reparación, Alteración, y Reconstrucción de tanques de almacenamiento”. La inspección deberá de efectuarse según lo dispone el API 650 “Tanques de Acero Soldados para el Almacenamiento de Aceite” y los requerimientos complementarios del API 653.

Las técnicas de inspección NDT, se aplican a las uniones soldadas que a continuación se describen:

- Junta a traslape: fondo de tanques, techo flotante y techo fijo.
- Junta a tope con tira de respaldo: fondo de tanques.
- Junta a tope: cilindro de tanques y recipientes, tuberías y accesorios.
- Junta de filete: entre el fondo y cilindro de tanques, accesorios.

5.3 TECNICAS RECOMENDADAS

Los procedimientos de inspección no destructivos, las calificaciones y los criterios de aceptación se prepararan para los métodos de inspección visual, de partículas magnéticas, líquidos penetrantes, ultrasonidos y radiográficas, de conformidad con la norma 650 del API y requisitos adicionales indicados en la norma 653.

Las técnicas que a continuación se describen detallan las ventajas y limitaciones aceptadas por los códigos enunciados en 5.2.

5.3.1 Inspección Visual

El ensayo no destructivo más simple, utilizado desde los albores de la práctica de alguna forma de inspección, es, a no dudarlo, la inspección visual. Resulta evidente que el ojo humano es capaz de percibir todas aquellas anomalías que caen dentro de la esfera de la percepción a simple vista.

La inspección visual de la soldadura, aunque pueda parecer una tarea simple, resulta de gran alcance si se ejecuta correctamente. Aplicada conscientemente por personal con experiencia y certificación, facilita la corrección de defectos durante el proceso de reparación, evitando de esta manera rechazos, reduciendo así la necesidad de posteriores ensayos no destructivos. Los atributos más importantes de un inspector visual son sus conocimientos y capacidad visual, ya sea natural o corregida.

De ahí que la inspección visual forma parte hasta el día de hoy de las normas para la inspección de equipos y recepción de materiales.

La inspección visual constituye una apreciación basada en la experiencia de quien la realiza, toda vez que no determina cualitativa ni cuantitativamente el

valor de lo defectuoso, sin embargo constituye un motivo de rechazo de aquellas piezas, materiales o trabajos que presenten a simple vista fallas o imperfecciones que hacen peligroso o inconveniente su empleo; para facilitar su labor y llevarla a cabo en las mejores condiciones se necesitan instrumentos como:

Galgas, que les permita medir faltas de alineación de bordes, abertura de raíz, ángulo de la junta, altura del talón, espesor de los materiales, altura y ancho del sobre espesor y las gargantas de los cordones en ángulo. Ver Figuras 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6 y 5.7.

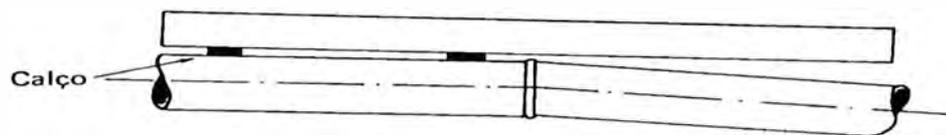


Figura 5.1 Gage para verificación de alineamiento

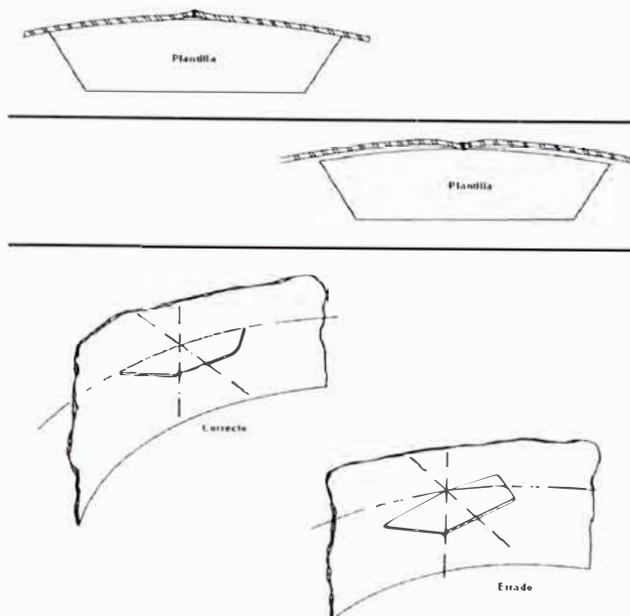


Figura 5.2 Gage para verificación de curvaturas



Figura 5.3 Verificador de refuerzo de soldadura

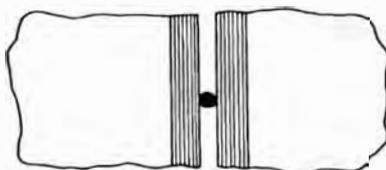


Figura 5.4 Verificador de abertura de raíz

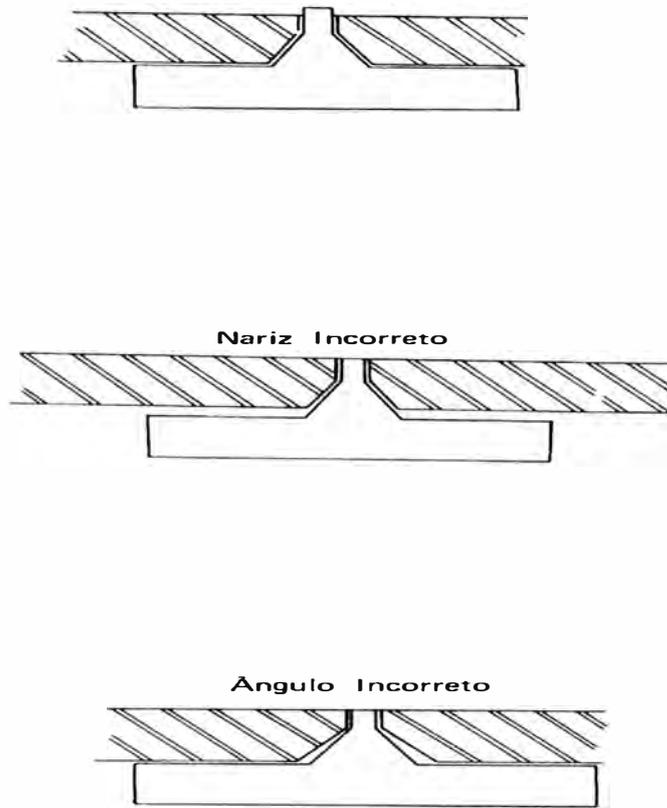


Figura 5.5 Verificador de chaflán

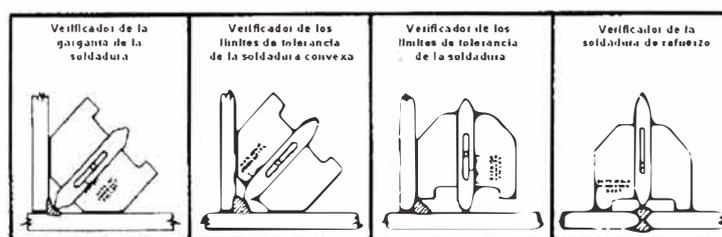
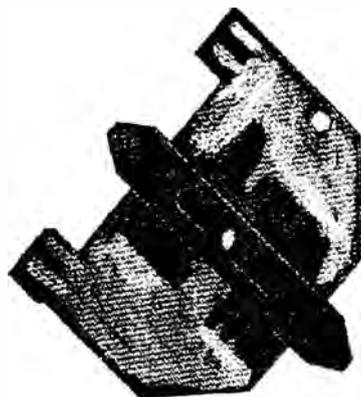


Figura 5.6 Medidor de soldadura en ángulo y de refuerzo de soldadura

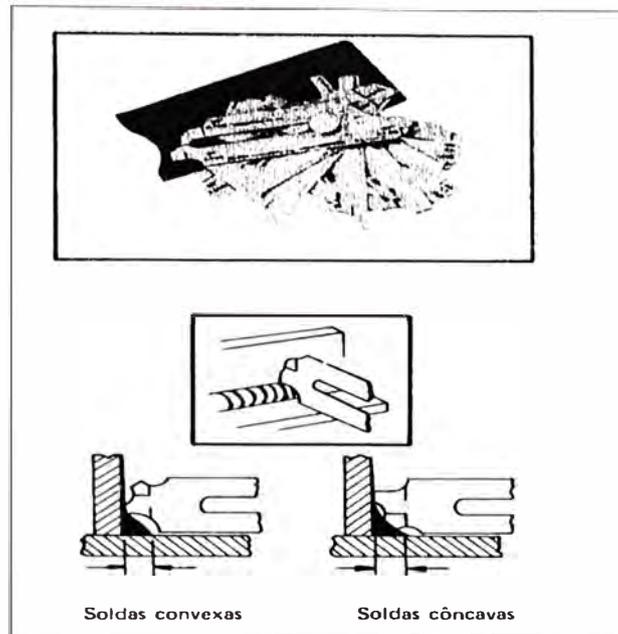


Figura 5.7 Medidor de soldadura en ángulo

Dispositivos de Iluminación, como linternas, lámparas portátiles, etc., las cuales deben disponerse en lugares donde la luz directa sea insuficiente, como ocurre en espacios confinados de los equipos; de esta manera es posible detectar faltas o excesos de penetración e incluso fisuras en uniones soldadas, ahorrando costos de radiografiado, ultrasonidos u otros métodos.

Otros dispositivos tales como: reglas metálicas, cintas métricas, imanes, etc.

Dispositivos para control de temperatura tales como lápices termoindicadores, termómetro infrarrojo.

Lupas de 5 y 10 aumentos puede ser utilidad para detectar grietas capilares en las zonas afectadas térmicamente y fisuras en cráter.

Boroscopio es probablemente uno de los instrumentos más sofisticados que puede emplear el inspector visual, con su ayuda puede examinar zonas inaccesibles y complementar otros métodos END (ensayos no destructivos). Estos instrumentos suelen disponer en uno de sus extremos de objetivos para primeros planos y de oculares en el otro extremo. Los hay rígidos y

flexibles y en estos últimos la conexión entre objetivo y visual se consigue mediante un cable constituido a base de fibras de vidrio, que puede llegar hasta 100 mt de longitud, llevando incorporado un dispositivo de iluminación.

5.3.1.1 Relación de Comprobaciones en la Inspección Visual

La inspección visual se realiza en diferentes etapas antes, durante y después de la soldadura.

Antes de la Soldadura

- a. Comprobación de los certificados de los materiales base y de aportación, verificando si cumplen lo indicado en los planos y especificaciones de construcción.
- b. Medición de los materiales para asegurarse que los diámetros, longitudes, anchos y espesores cumplen los requisitos aplicables. (Ver Anexo N° 7).
- c. Inspección de las superficies para detectar posibles defectos, examinando los bordes de las planchas en cuanto a laminaciones o cortes rugosos que puedan influenciar negativamente en la unión soldada.
- d. Verificación de secciones punteadas para soldadura, comprobando que las aberturas de raíz y diseño de la unión cumplen las especificaciones aplicables. Debe verificarse:
 - Preparación de bordes, dimensiones y acabado de la superficie.
 - Dimensiones y tolerancias de los anillos de respaldo y metales de aportación.
 - Aplicación y fijación de los componentes.

- Limpieza de las superficies, especialmente en los bordes a soldar.
- Revisión de las especificaciones de los procesos, procedimientos y consumibles, asegurándose que son perfectamente conocidos por los soldadores. Prestar especial atención al almacenamiento y manejo de los metales de aporte especialmente cuando se especifican consumibles con bajo contenido de hidrógeno.

Durante la Soldadura

- a. Verificar que los soldadores emplean los parámetros de soldadura adecuados y que utilizan correctamente los consumibles (materiales de aporte, fundentes y gases de protección), las temperaturas de precalentamiento y las temperaturas entre pasadas.
- b. Inspeccionar la limpieza de la unión, el sistema de limpieza de los cordones, la preparación para soldar el segundo lado de la unión, la secuencia de la soldadura y las deformaciones que se produzcan. Comprobar los tiempos y los niveles de temperaturas de los calentamientos.
- c. Examinar la pasada de raíz para la detección de posibles grietas, debido a que esta pasada se enfría rápidamente y puede agrietarse o quedar escorias atrapadas en ella. Siempre que sea posible verificar la penetración y al mismo tiempo comprobar si existen laminaciones, ya que éstas se distinguen más fácilmente tras el calentamiento por soldadura, esta evaluación determinara si es adecuado proseguir con la soldadura.

Después de la Soldadura

- a. Examinar el perfil del cordón de soldadura, mediante reglas, galgas y escuadras para verificar que sus dimensiones son correctas. Comprobar

en las uniones en ángulo que sus catetos, gargantas, convexidad y/o concavidad cumplen las especificaciones establecidas en el diseño.

- b. Examinar el aspecto de las soldaduras, su rugosidad, salpicaduras y restos de escoria en las zonas colindantes.
- c. Inspeccionar para detectar las posibles discontinuidades que puedan reducir la vida de la soldadura, tales como cráteres en los extremos de los cordones, grietas, falta de penetración, etc. en relación con los códigos y reglamentos aplicables. Limpiar cuidadosamente la superficie antes de las inspecciones, empleando un cepillo de cerdas de alambre de acero rígido y de bronce en la soldadura; tener en cuenta que las herramientas neumáticas o el chorreado con arena o granalla pueden ocultar pequeñas fisuras por calafateo.
- d. Marcar con claridad las zonas a reparar empleando lápices marcadores u otros medios que no se borren fácilmente. Efectuar el marcado con diferentes colores para que la clase de reparación a efectuar sea entendible por todo el personal.
- e. Inspeccionar las zonas reparadas y marcadas adecuadamente con la decisión adoptada, utilizando de nuevo sistemas de marcado indeleble.
- f. Preparar un informe escrito en el que se incluya el número y la denominación del trabajo, fecha, lugar y resultados de la inspección, así como el nombre y firma del inspector que la ha efectuado.

5.3.2 Inspección con equipos u otros accesorios

Paralelamente a la Inspección visual, se han desarrollado procedimientos de ensayo que permiten acrecentar el campo de acción de esa práctica,

ampliándolo y extendiéndolo hacia ámbitos donde el ojo humano ya no alcanza.

El desarrollo ulterior de esa inspección visual se produjo con la invención de equipos y aparatos especiales desarrollados por la técnica, los que no sólo permiten ver la parte externa de los materiales sino también "mirar" hacia su interior. Dichos aparatos constituyen un aporte valioso para el desarrollo de la técnica de los ensayos no destructivos, los mismos que son perfeccionados día a día.

Es así que los rayos X constituyen una prolongación del poder de captación del ojo, por cuanto permiten mirar hacia el interior de los cuerpos y develar su constitución íntima o la presencia de cualquier anomalía interna.

A continuación se describen los ensayos utilizados para la detección de defectos en las uniones soldadas.

5.3.2.1 Ensayos macroscópicos

Los ensayos macroscópicos suelen designarse también ensayos con tintes penetrantes, estos ensayos sirven para localizar fallas con salida a la superficie, o sea fallas externas. Su observación se hace a ojo desnudo, sin recurrir a dispositivos de ninguna naturaleza, por lo cual constituyen un simple método para detectar la existencia de fallas superficiales, sin poder abrir juicio acerca de su magnitud, tanto en lo que respecta a su abertura como a su profundidad.

Los ensayos macroscópicos se pueden efectuar en piezas metálicas o no metálicas. En piezas metálicas se determinan fallas producidas por defectos de colada, forja, laminación o mecanización, así como aquellas fallas que

aparecen en las piezas en servicio luego de un lapso transcurrido desde su puesta en funcionamiento.

Las piezas ejecutadas en material cerámico, vidrio o los llamados materiales plásticos pueden igualmente examinarse con tintas penetrantes con el objeto de descubrir posibles fallas en su superficie.

Entre las fallas que se pueden detectar con este procedimiento se cuentan las siguientes: grietas, costuras, solapes y falta de adhesión, por ejemplo, en las uniones soldadas.

La técnica que se sigue en general para la realización de un ensayo macroscópico es la siguiente, Ver Figura 5.8.

1. Las piezas a examinar deben ser limpias y de superficie seca
2. Se pintan o impregnan con un líquido fuertemente coloreado o fluorescente (penetrante).
3. Pasados unos minutos de la operación anterior, se limpia el excedente del, líquido colorante o fluorescente, con lo cual éste habrá quedado retenido tan sólo en la grieta o falla.
4. Se cubre la superficie examinada con revelador, generalmente blanco
5. El revelador absorbe el colorante de la grieta, señalándola nítidamente

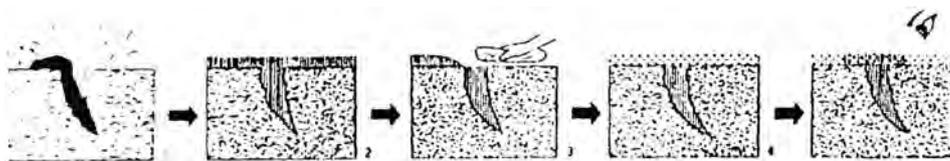


Figura 5.8 Etapas del ensayo con tintes penetrantes

Las operaciones citadas se pueden efectuar de diversas maneras. Una de ellas consiste en sumergir la pieza en kerosene o petróleo a una temperatura de 150 °C, secar la superficie y cubrirla a continuación con talco, previo golpeteo de la pieza con un martillo, lo cual favorece la exudación del petróleo. Las fallas aparecen en correspondencia con las zonas húmedas del talco.

La eficacia de este procedimiento depende de la geometría de la abertura y del tamaño y limpieza de la superficie. En efecto, el líquido penetrante actúa por capilaridad y viscosidad, interviniendo además la tensión superficial, de los que dependen la velocidad y la extensión de la penetración del líquido colorante.

Si durante su funcionamiento la pieza ha estado sumergida en aceite, las fisuras pueden descubrirse a simple vista secándola previamente. Las fisuras aparecen por efecto de la exudación que se produce en su correspondencia, luego de la operación de secado.

En algunos casos las fisuras presentan en los bordes manchas rojizas de óxido que se ha formado por frotamiento reiterado de los bordes.

En lugar de petróleo se puede emplear aceite caliente, donde se sumerge la pieza a examinar durante algunas horas. Luego se la limpia con nafta, se seca y se pinta con cal. Las manchas de aceite en la cal indicarán la ubicación de las fisuras.

Los procedimientos descritos se aplican a materiales ferrosos. Pero la detección de fisuras invisibles, porosidades, costuras y otros defectos con salida en la superficie pueden extenderse también a materiales tales como

aluminio, magnesio, bronce, tungsteno, carburos, plásticos, cerámicos, vidrio y otros.

Ventajas:

- Bajo costo.
- Equipo portátil.
- Los defectos pueden apreciarse a simple vista.
- Resultado de fácil interpretación.

Desventajas

- La superficie debe estar perfectamente limpia.
- No detecta defectos internos.

5.3.2.2 Ensayos de partículas magnéticas para detectar fallas en materiales ferrosos (sustituye a radiografía en zonas de difícil acceso)

La propiedad que tienen ciertos productos ferrosos de convertirse en imanes al ser atravesados en ciertas condiciones por una corriente eléctrica es muy útil para la detección de fallas, no sólo en casos aislados, sino también como método inspección a ritmo industrial.

El método magnético también llamado de las partículas magnéticas se basa en que toda partícula ferrosa susceptible de ser magnetizada al entrar en contacto con un imán se orienta de acuerdo con su respectiva polaridad y sigue las líneas de fuerza del campo magnético.

Dichas líneas se interrumpen tan pronto como en el cuerpo principal se presenta alguna discontinuidad en forma de grieta, Ver Figura 5.9, tanto sea ésta superficial o cutánea como subsuperficial o subcutánea, en cuyas

inmediaciones se producirá, además, una mayor acumulación de partículas. Las fallas deben formar un cierto ángulo con las líneas de fuerza magnéticas para originar un cambio en la trayectoria del flujo magnético. Dicho cambio es tanto más abrupto cuanto más se acerca dicho ángulo a 90° .

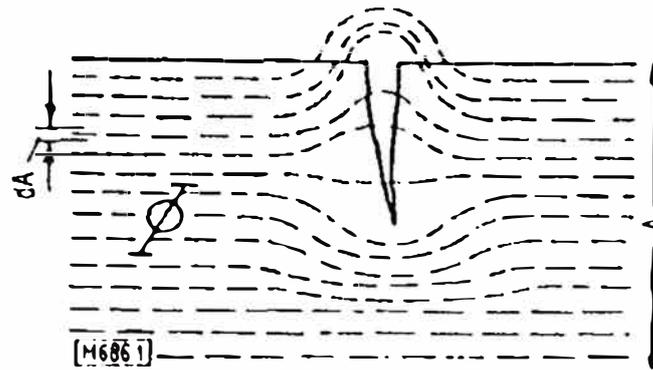


Figura 5.9 Líneas magnéticas sobre discontinuidades

Esa propiedad es la que sirve básicamente al método de detección de fallas mediante partículas magnéticas. Si se trata de fallas superficiales, las partículas siguen el contorno de las grietas, las que resultan perfectamente delineadas. Una falla subsuperficial, en cambio, da origen a una acumulación desdibujada de las finas partículas en las inmediaciones del defecto, al que señalan pero no definen exactamente en cuanto a su configuración.

El ensayo magnético es muy utilizado en las plantas de laminación de aceros, especialmente en la detección de fallas en planchones. El objetivo es descubrir aquellas imperfecciones que puedan originarse en el laminado.

También el templeado da lugar a la aparición de grietas, así como los procesos lentos de fragilización progresiva y las fallas originadas por fatiga, con o sin corrosión.

Las fallas superficiales son detectables sin ningún requisito. No sucede lo mismo con las fallas subsuperficiales, cuyo mayor o menor grado de definición depende de la profundidad a que se hallan ubicadas.

Los resultados del ensayo magnético son tanto más nítidos cuanto mayor es la permeabilidad magnética del material en estudio. Las aleaciones ligeramente magnéticas no dan imágenes muy satisfactorias. Los aceros austeníticos, que no son magnetizables, no admiten el método de las partículas magnéticas.

Ventajas :

- Relativamente rápido y de bajo costo.
- Equipo semiportátil, Ver figura 5.10

Desventajas

- El alineamiento del campo magnético es crítico.
- Requiere desmagnetizar las partes verificadas después de la prueba.
- Las partes deben estar perfectamente limpias antes y después de la inspección.

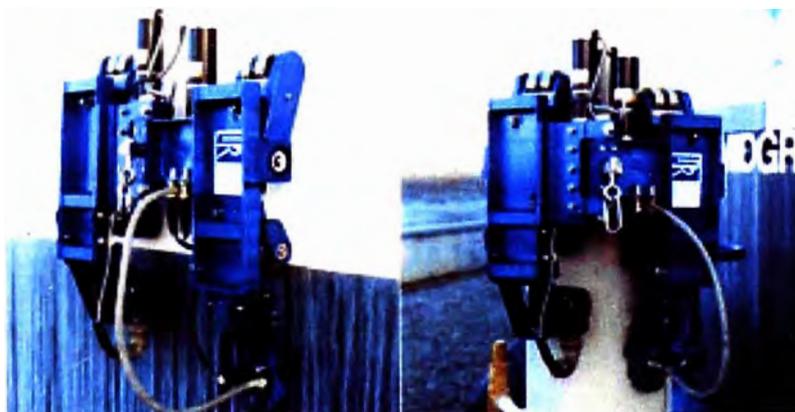


Figura 5.10 Equipo de ensayo de partículas magnéticas

5.3.2.3 Método ultrasónico

La aplicación de ultrasonido para la detección de fallas, si bien sirve también para efectuar ciertas mediciones, constituye uno de los métodos de ensayo no destructivo más importante, tanto por su versatilidad como por su facilidad de aplicación.

Para interpretar la información que brinda un ensayo con ultrasonido se requiere contar con un personal técnico muy avezado en esa disciplina. Pero ello no es en sí un hecho que vaya en contra del método, ya que, en general, un operador dedicado al ensayo de los materiales o soldaduras, en cualquiera de sus ramas, necesita un largo período de práctica una vez que adquirió los conocimientos teóricos de cada disciplina en particular.

En el caso especial del ensayo con ultrasonido se debe tener presente que un ensayo de esa naturaleza brinda una información subjetiva que tiene que ser interpretada cabalmente, lo cual exige que el operador posea un amplio dominio de esa técnica para no caer en interpretaciones erróneas.

No cabe duda alguna de que el método es importante, ya que permite la detección de fallas macroscópicas sin que sea necesario destruir las piezas. Ello hace factible que puedan ser examinadas todas las piezas, con lo que se elimina cualquier duda que pudiere quedar después de efectuados los ensayos habituales de control de calidad basados en el muestreo estadístico y los ensayos mecánicos.

Para ello los fabricantes de equipos han ido perfeccionando constantemente los aparatos para la producción, recepción y registro de ondas ultrasónicas. También perfeccionaron un sinnúmero de accesorios que permiten cubrir un ámbito cada vez mayor en la tarea de control de productos industriales, así

como en la inspección de equipos en servicio, y de piezas falladas que, sin embargo, no presentan síntomas aparentes de deterioro en su superficie.

El ensayo con ultrasonido constituye, pues, un método de control de aquellos materiales que poseen conductividad acústica, tales como metales, plásticos, etc. Con ese método se pueden controlar piezas forjadas y fundidas, material laminado, productos semi o totalmente elaborados, planchas, tubos con sus cordones de soldadura.

Algunos problemas de metrología, tales como espesores de pared y, en general, la determinación de la absorción y velocidad de transmisión del sonido son igualmente resueltos con los métodos ultrasónicos.

El examen por ultrasonidos es un ensayo no destructivo que utiliza la propagación del sonido, para realizar un control de cualquier material susceptible de ser atravesado por aquellos.

En las uniones soldadas, detecta, defectos internos, fracturas, falta de fusión, porosidades, inclusiones, falta de penetración, etc.

Ventajas:

- Sumamente sensitivo a las fracturas.
- Conocimiento inmediato de los resultados de la prueba.
- Equipo portátil y factible de automatizar.

Desventajas:

- Se requiere acoplamiento directo con metil celulósico entre el transductor y la parte inspeccionada.
- Alto entrenamiento de los operadores.

- Son necesarias normas y patrones de referencia.

5.3.2.4 Detección de fallas con rayos X

Cuando los rayos X atraviesan un material de densidad uniforme, exento de fallas, la película queda impresionada uniformemente, por cuanto recibe la misma cantidad de energía radiante en todos los puntos. En cambio, cuando se trata de un material de densidad heterogénea, la cantidad de radiación absorbida por cada parte de dicho material está en relación con la densidad respectiva. Es decir que a menor densidad mayor es la radiación que atraviesa esa parte y, por lo tanto, la película queda más impresionada y más oscura la tonalidad correspondiente.

Si el material contiene imperfecciones, tales como grietas, oquedades, solapes, segregaciones o inclusiones, en esas partes los rayos serán igualmente menos absorbidos, lo cual se transmite a la placa sensible colocada detrás de la pieza radiografiada, impresionándola en consonancia.

5.3.2.5 Gammagrafía

Los rayos γ constituyen radiaciones electromagnéticas del mismo tipo que los rayos X. Se diferencian de éstos por tener una longitud de onda menor. Mientras la longitud media de onda de los rayos X es del orden de 1~ 2 Å, la de los rayos γ es de una longitud media de 0,01 Å.

Es por esa razón que mientras una radiografía con rayos X requiere sólo unos minutos de exposición, se necesitan a veces varias horas para los rayos γ cuando se trata de espesores de acero superiores a 25 mm.

La principal fuente de rayos γ proviene de la fisión de los elementos radiactivos por ejemplo el uranio 235, o de elementos radiactivos obtenidos artificialmente por exposición de algunos metales a una fuerte radiactividad en las pilas atómicas, por lo cual reciben el nombre de isótopos o radioisótopos.

Los elementos radiactivos o isótopos más usados en ensayos de gammagrafía se dan en la Tabla N° 5-1.

Tabla N° 5-1. Elementos radiactivos usados en gammagrafía

<i>Elemento radiactivo</i>	<i>Periodo de Semi desintegración (años)</i>	<i>Energía de los rayos (k V)</i>	<i>Exposición a 1 m³ R/h/c</i>	<i>Espesor de Acero</i>
Radio-226	1620	0,24-2,20	0,84	2,5 a 10,0
Cesio-137	37	0,66	0,39	
Cobalto-60	5,3	1,17-1,33	1,35	3,5 a 18,0
Tulio-170	127 días	0,052-0,084	0,02	
Iridio-192	74 días	0,137-0,651	0,05	1,25 a 65,5

Los radioisótopos se colocan en pequeñas cápsulas de plata, encerrando el conjunto en un recipiente de duraluminio para asegurar la protección contra perdidas y, al mismo tiempo, facilitar el manejo del equipo.

Para los casos comunes en gammagrafías se colocan entre 100 y 300 mg del elemento radiactivo en una misma unidad. La energía radiante varía directamente con la cantidad de isótopo empleada.

Dentro de los ensayos no destructivos de uniones soldadas, la inspección radiográfica goza de gran aceptación al ser el único que proporciona un documento real de la inspección, la placa radiográfica.

Detecta, defectos internos de soldadura, porosidades, inclusiones, fisuras, falta de fusión, falta de penetración.

Ventajas:

- Películas que son registro permanente.
- Portátil.

Desventajas:

- Peligros de radiación.
- Requiere de operadores bien capacitados y con entrenamiento en interpretación de discontinuidades.

5.3.3 Evaluación de los defectos y criterios de aceptación de soldadura

Los criterios de aceptación son los establecidos en la norma API 650 mas los requisitos adicionales indicados en el API 653, en estos se definen como inaceptables las discontinuidades consideradas como relevantes, tal como se detalla a continuación:

- Zonas de soldaduras con fusión incompleta o falta de penetración, Ver Figuras 5.11 y 5.12.
- Zonas con presencia de fisuras o rajaduras de cualquier tipo, Ver Figura 5.13.
- Cualquier inclusión de escoria alargada que tenga una longitud mayor de 2/3 del espesor nominal del material base; (ninguna inclusión de escoria menor de 1/8" podrá ser motivo de rechazo), Ver Figura 5.14.

- Cualquier grupo de inclusiones en líneas donde la suma de las longitudes de todas las imperfecciones sea mayor que “T” en una longitud de “6T”, excepto cuando cada uno de los espacios individuales entre imperfecciones sea mayor que 3 veces la longitud de la imperfección mayor. (donde T es igual al espesor de la plancha)
- Porosidad que exceda de las limitaciones mostradas a continuación:
 - El área total de porosidad, Ver Figura 5.15, mostrada no deberá ser mayor que $0.060T$ cuadrada en cualquier longitud de 6” el área total de porosidad deberá reducirse proporcionalmente. La máxima dimensión de un poro individual deberá ser de 20% de T o 1/16”.
 - La porosidad alineada deberá ser aceptada siempre y cuando la suma de los poros no sea mayor que T en una longitud de 12T o 6”, tomando en cuenta que cada poro estará separado por una distancia de, por lo menos 6 veces el poro mayor del grupo.
- Determinación de límites de una soldadura defectuosa. Cuando la sección de soldadura mostrada es inaceptable o cuando los límites del defecto no estén completamente definidos deberán inspeccionarse las dos áreas adyacentes a la zona inspeccionada; sin embargo si existen cuando menos 3” de soldadura sana entre el defecto y el borde de la zona inspeccionada, no será necesario inspeccionar la zona adyacente. Si las dos zonas adyacentes a la zona inspeccionada se encuentran defectuosas deberán examinarse todas las áreas cercanas necesarias hasta determinar los límites de soldadura defectuosa o bien, el constructor podrá reemplazar todas las soldaduras que hayan sido efectuadas por el mismo soldador, Ver Figuras 5.16 y 5.17.



Figura 5.11 Fusión incompleta o deficiente

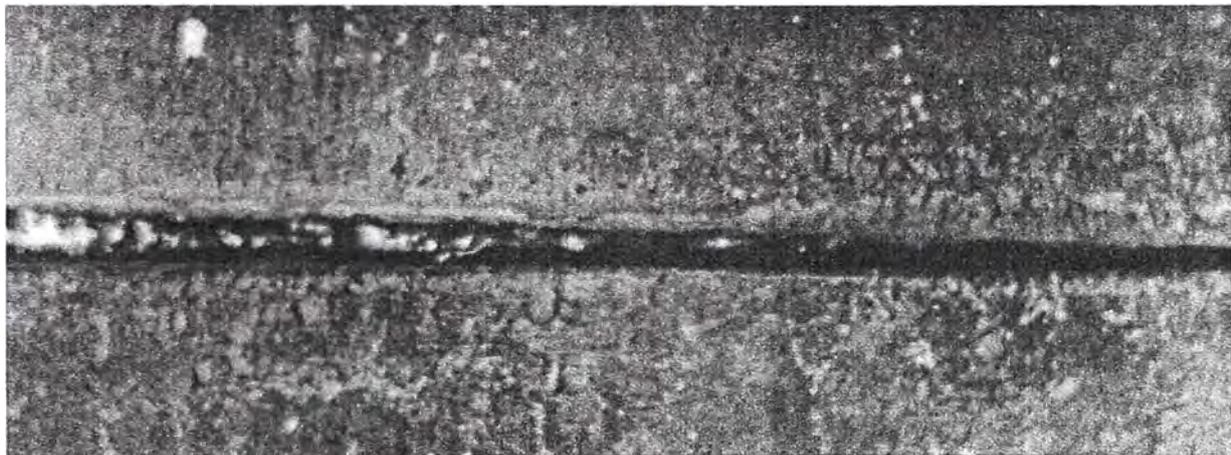


Figura 5.12 Falta de penetración

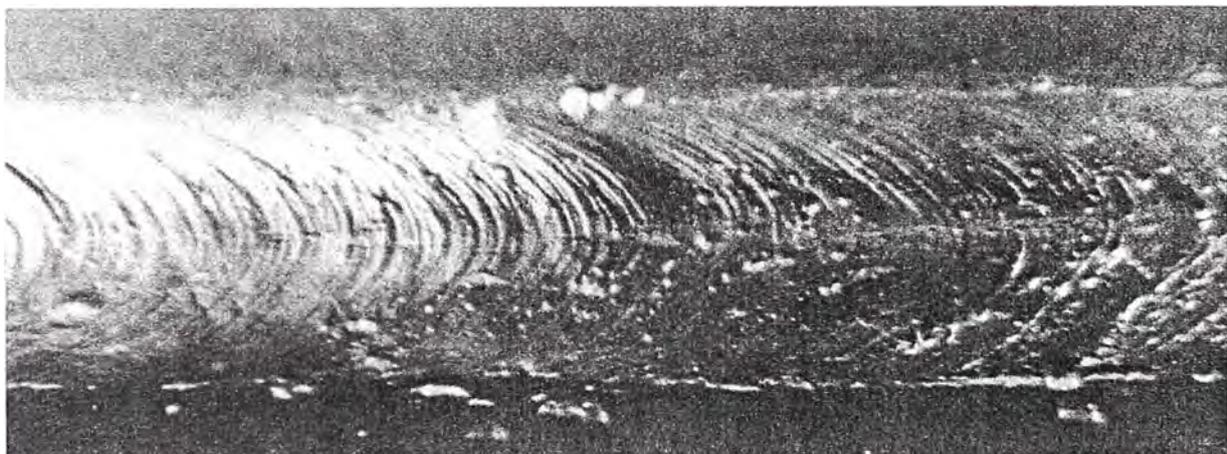


Figura 5.13 Grieta en la soldadura

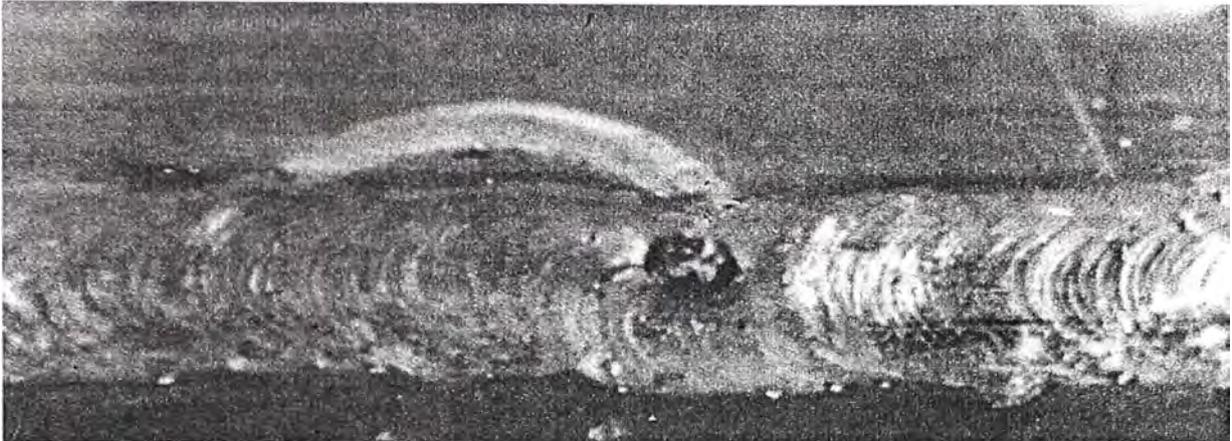


Figura 5.14 Inclusión de escoria

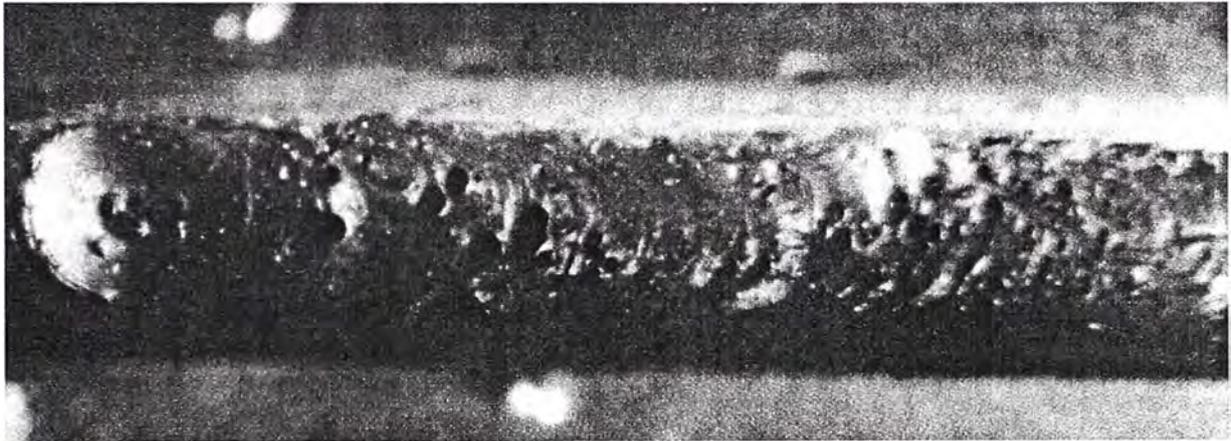


Figura 5.15 Porosidades

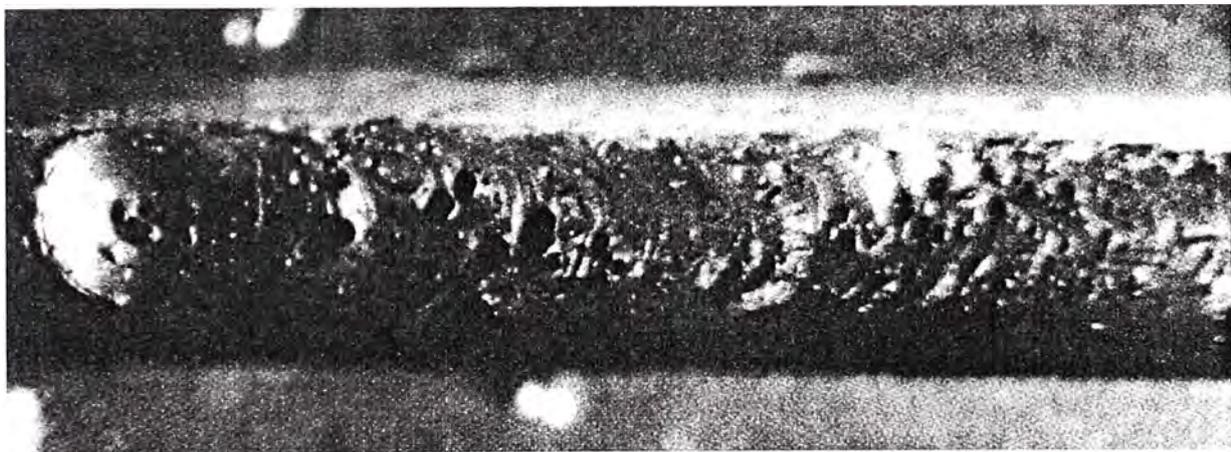


Figura 5.16 Socavaciones

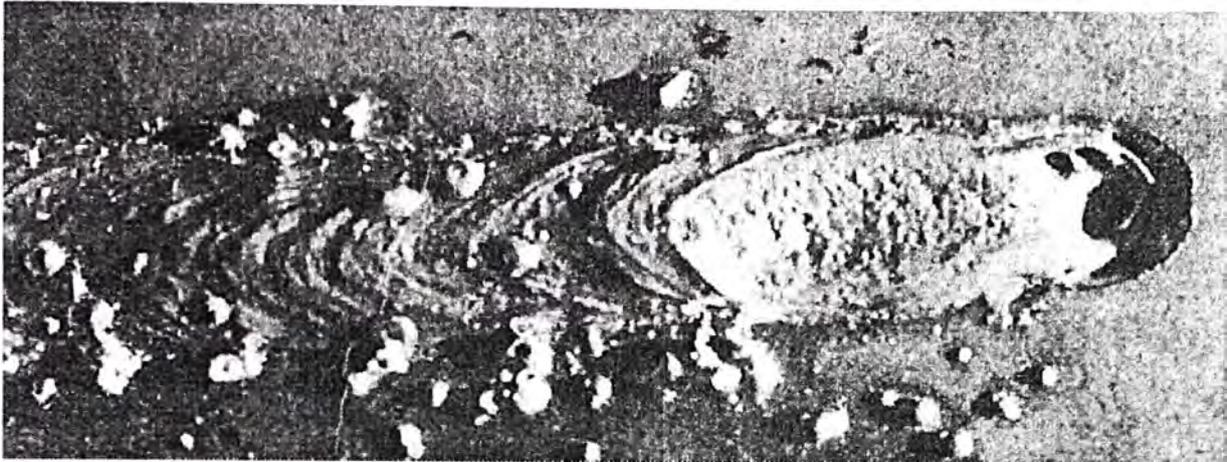


Figura 5.17 Mala apariencia

5.4 PRUEBAS DE LAS SOLDADURAS EN EL FONDO DEL TANQUE

Son las pruebas de control de calidad efectuadas a las uniones soldadas de las planchas del fondo después de la fabricación o reparación total, a continuación se describen estas pruebas.

5.4.1 Pruebas de las soldaduras del fondo

Una vez terminadas las soldaduras del fondo, se les somete a prueba, aplicando vacío a todas las uniones, usando solución jabonosa para descubrir filtraciones. El vacío en un vacuómetro, debe alcanzar un valor no menor de 0.141 Kg/cm² (2 lbs./pulg²), Ver Figuras 5.18 y 5.19.

La prueba se hace recorriendo la totalidad de las juntas soldadas y marcando los puntos donde se detecten fallas. Una vez terminada la prueba se lavara con agua dulce las planchas donde se haya aplicado el agua jabonosa.

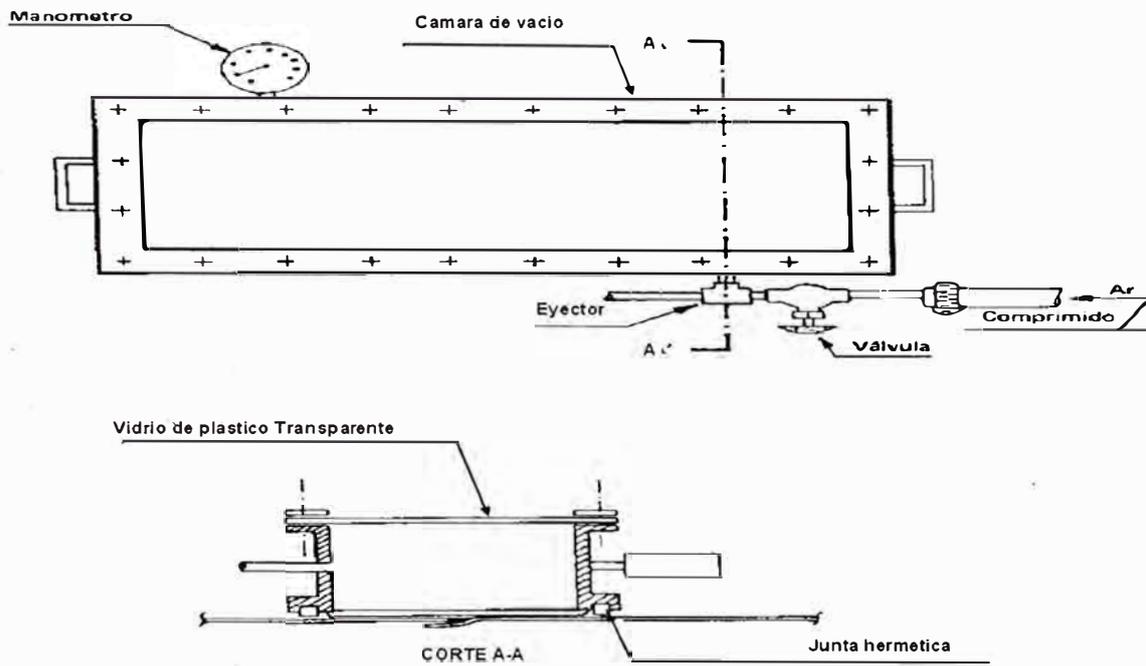


Figura 5.18 Cámara de vació utilizada para probar las uniones soldadas en el fondo de los tanque

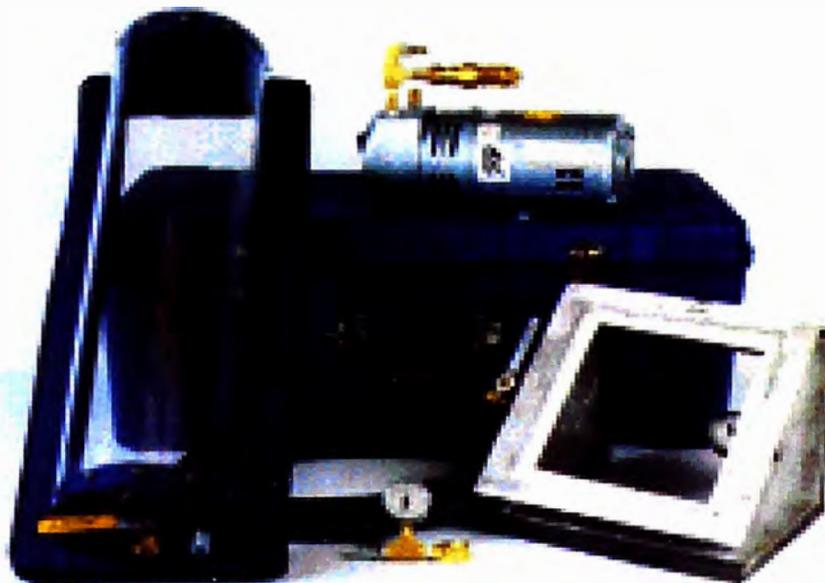


Figura 5.19 Cámaras de vació y compresor para prueba de las uniones soldadas en el fondo de los tanque

5.4.2 Prueba de soldadura cilindro - fondo

La soldadura nueva en la unión del cilindro y el fondo se inspeccionara en toda su longitud mediante una caja de vació de Angulo recto y una película de solución jabonosa o aplicando petróleo, además la primera pasada de soldadura se inspeccionara aplicando petróleo al lado opuesto de cada unión de plancha, esto se hace rociando petróleo caliente en toda esta costura, limpiando previamente la costura exterior, donde se observará posibles fallas de soldadura, Ver Figura 5.20.

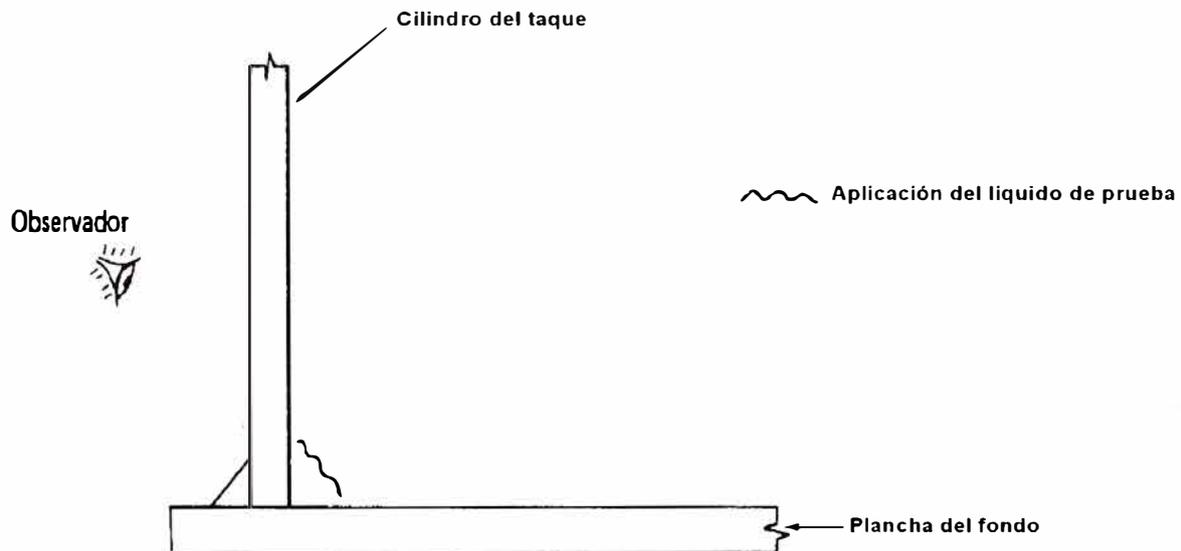


Figura 5.20 Prueba de soldadura en ángulo de unión fondo-primero anillo de tanques de almacenamiento

5.4.3 Prueba Hidrostática y de asentamientos

La prueba hidrostática deberá realizarse a cualquier tanque que haya sido sometido a importantes reparaciones o alteraciones, según las definiciones del API 653, el asentamiento se puede registrar tomando las mediciones de elevación alrededor de la circunferencia del tanque y a través del diámetro del tanque puntos equidistantes, en la circunferencia del tanque estos puntos

equidistantes no deberán ser mayor a 9.5m y en el diámetro no serán mayores a 10m.

El asentamiento excesivo de la cimentación de los tanques de almacenamiento puede afectar la integridad del cilindro (envolventes) y fondos del tanque. Por lo tanto, el control del comportamiento del asentamiento de los tanques es una práctica reconocida para evaluar la integridad de los fondos de tanque para las técnicas de evaluación del asentamiento del fondo del tanque

Se llevará el registro del asentamiento en los puntos indicados, tanto en el llenado como en el vaciado.

Si el tanque tiene techo flotante simultáneamente, se probará la flotabilidad del techo de ser el caso. Se observará y registrará la altura a la cual el techo empieza a flotar. Se registrará minuciosamente la velocidad de llenado, la velocidad de desplazamiento y los asentamientos.

Paralelamente, se observará el funcionamiento de la escalera interior sea del tipo pivotante o del tipo telescópico. Esta prueba durará 24 horas

5.5 ACABADO FINAL

Concluido los trabajos de reparación, y para mantener en servicio por un mayor periodo es necesario recubrir la superficie metálica mediante un protector contra la corrosión, el método más utilizado es el recubrimiento con películas de pintura pulverizado con sistemas de alta presión.

Estas películas se aplican según las recomendaciones de los expertos, sin embargo previa a la aplicación de este recubrimiento protector se debe preparar la superficie a proteger. A continuación se presenta una metodología práctica y sencilla utilizada durante el trabajo de pintado de un

tanque, donde se describen los efectos de una falla prematura de la pintura del tanque, procedimientos de trabajo, metodología de la inspección, equipos utilizados, preparación de la superficie, aplicación de la pintura, inspección final y análisis de falla.

5.5.1 Generalidades

Analizando las razones del porque las aplicaciones de los diferentes sistemas de pinturas fallan en forma prematura, se ha determinado que se deben a dos factores fundamentales: 1. la inadecuada preparación de superficie y 2. La deficiente aplicación de la pintura. Aunque pueden existir potencialmente muchas otras razones, tales como: la inadecuada selección y especificación de sistemas de pinturas, de esquemas de pintado, variaciones en las condiciones de servicio (más severas que lo previsto), variación de las condiciones ambientales, etc.

En muchos casos, las fallas prematuras de los sistemas de pinturas, ocasionan pérdidas económicas muy importantes, por costos de paralización, reparación, mantenimiento etc. que se podrían haber evitado si en el proyecto de aplicación de la pintura se hubiera especificado en forma clara los “Estándares de Ingeniería” con los procedimientos, funciones y responsabilidades de cada uno de los involucrados en el proyecto tales como: empresa (usuario), proveedor de pintura, contratista de aplicación.

La inspección de la aplicación de recubrimientos debe ser efectuado por empresas consultoras especializados en el área o por “técnicos especialistas en inspección de pinturas” debidamente acreditados, a fin obtener “resultados técnicos confiables e imparciales.

No se debe confundir las funciones y responsabilidades que tienen los inspectores con el trabajo que efectúan los “supervisores de aplicación de pinturas”, que no tienen una función fiscalizadora y dirimente debido a que generalmente pertenecen al departamento técnico de las empresas contratistas de aplicación y/o proveedores de pintura.

5.5.2 Objetivos del trabajo

1. Dar a conocer los procedimientos que se deben seguir para efectuar la inspección de los recubrimientos orgánicos de protección en cada una de las etapas de la aplicación.
2. Brindar información para detectar, identificar, analizar y corregir fallas de los recubrimientos durante el proceso de aplicación y en servicio.
3. Capacitar al personal técnico de inspección para la utilización y el manejo correcto de las especificaciones técnicas y/o estándares de ingeniería.

5.5.3 Inspección

La inspección es una actividad necesaria en todo proceso donde interviene el factor humano, como es el caso del pintado manual de los tanques. Esta a cargo de un inspector con conocimiento y experiencia para calificar el pintado teniendo como referencia las especificaciones y/o estándares de ingeniería respectivos.

5.5.3.1 Durante todo el proceso de aplicación

El inspector, tiene bajo su responsabilidad la observación, verificación y la evaluación de todo el proceso de pintado y de la respectiva documentación del trabajo que se está efectuando durante la:

- Preparación de la superficie.
- Preparación de la pintura (mezcla y dilución).
- Aplicación de pintura.
- Evaluación de la pintura aplicada.

Preparación de Superficie

Durante la preparación de superficie, el inspector debe:

- Disponer de la documentación con la especificación del método de preparación de superficie.
- Certificar que la Pre-limpieza de la superficie, el grado de preparación de la superficie y el perfil de rugosidad obtenido cumple con la especificación.

Preparación de Pintura

Durante la operación de mezclado y dilución de la pintura, el inspector debe asegurarse de:

- Que la pintura sea mezclada y homogenizada en forma correcta, una proporción incorrecta de la mezcla puede afectar las características de la formación de película.
- El uso de cantidad correcta de diluyente para diluir la pintura. La excesiva dilución de la pintura, puede reducir el contenido de sólidos en volumen de la pintura a porcentajes críticos, produciendo problemas de chorreado durante la aplicación y afectar el espesor de la película.

- Controlar el tiempo de repintado entre capa y capa. Los tiempos muy cortos de repintado entre capa y capa pueden afectar la evaporación de los solventes (atrapamiento) y causar problemas de: ampollamiento, cohesión, arrugamiento, etc. Demasiado tiempo de repintado puede afectar la película de pintura por la contaminación del medio ambiente, afectar la adhesión entre capa y capa produciéndose laminaciones por el exceso de tiempo de curado.
- En la inspección de pinturas que curan por reacción química el inspector debe verificar que:
 - a) Los componentes de la pintura sean los especificados.
 - b) La proporción de la mezcla sea la correcta.
 - c) Se respete el tiempo de inducción.

Monitoreo de Condiciones Ambientales

Durante el proceso de aplicación, el inspector debe monitorear las variaciones de las condiciones ambientales en cada una de las etapas del proceso: temperatura del medio y de la superficie, % de humedad relativa, punto de rocío, velocidad del viento, etc.

5.5.3.2 Evaluación de las consideraciones ambientales durante el proceso de aplicación de la pintura

a. Monitoreo de Condiciones Ambientales

El monitoreo de las condiciones ambientales es muy importante; y la medición se debe efectuar durante todas las etapas de la operación de aplicación de la pintura.

Temperatura de superficie

El instrumento más utilizado para medir la temperatura de la superficie, es el termómetro de contacto. Ver Figura 5.21.

La medición de la temperatura de la superficie es importante porque permite determinar las variaciones de temperatura en diferentes zonas de la superficie.

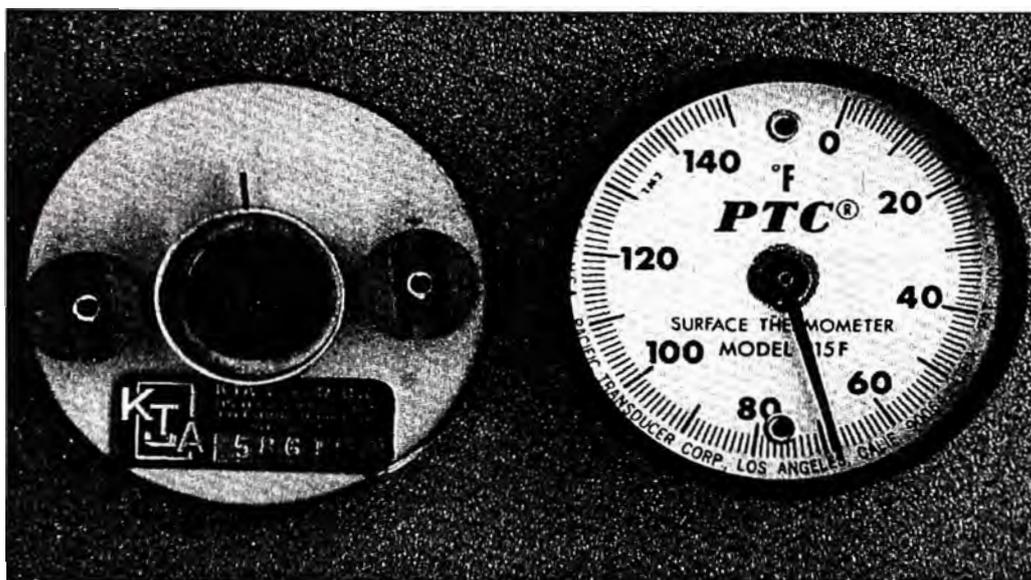


Figura 5.21 Termómetro de contacto

Condiciones ambientales:

Temperatura:

La temperatura ambiental puede afectar la velocidad de evaporación de los solventes y el curado de la pintura; cuando la temperatura es demasiado baja la pintura no seca y/o no cura, y cuando la temperatura es demasiado alta las pinturas pueden no tener buen contacto con la superficie y presentar problemas de adhesión y formación de película.

Humedad relativa y punto de rocío:

La humedad relativa es la concentración del vapor de agua en el aire expresado en porcentaje; la variación de su concentración puede afectar las

operaciones de pintado. Muchas especificaciones de pintado restringen la aplicación, cuando la humedad relativa tiende a ser alto. Los máximos permisibles son 85% a 90%. El instrumento más utilizado en el campo para medir la humedad relativa en el Psychrometer del tipo honda que se muestra en la Figura 5.22



Figura 5.22 Psychrometer

El psychrometer es un instrumento que se compone de dos tubos idénticos provistos con termómetros, uno de ellos cubierto con una mecha saturada en agua potable; el termómetro cubierto con la mecha es llamado bulbo húmedo y el otro, bulbo seco. El bulbo seco registra la temperatura del aire y el bulbo húmedo registra la temperatura que resulta de la pérdida de calor latente de la evaporación de agua, de la mecha humedecida. Después que las temperaturas del bulbo seco y del bulbo húmedo hayan sido medidas,

con la ayuda de tablas psychrometricas se determina el porcentaje de humedad relativa.

Punto de rocío (Dew Point):

El punto de rocío, es la temperatura en la cual el vapor de agua contenido en el aire se condensa en la superficie, su determinación es importante en los procesos de preparación de superficie (arenado) y la aplicación de pinturas.

Para ayudar a prevenir tales ocurrencias se ha establecido un factor de seguridad: "temperatura de superficie / punto de rocío"; recomendándose que las operaciones de arenado y aplicación de pintura se deberán efectuar cuando la temperatura de la superficie, esté a 3° C sobre la temperatura del punto de rocío.

En la actualidad, existen en el mercado instrumentos digitales de última generación para medir la temperatura de la superficie, aire, humedad relativa y el punto de rocío; todos en un solo instrumento compacto (DEW POINT METER). Ver Figura 5.23.



Figura 5.23 Dew Point Meter

Velocidad del viento:

La velocidad del viento se mide con instrumentos llamados Wind Meter y Gage Wind. Figura 5.24.



Figura 5.24 Wind Meter y Gage Wind

El viento puede causar los siguientes efectos en el trabajo que se realiza:

- Contaminar la superficie con restos de abrasivos, polvos etc.

- Causar problemas de over spray durante la aplicación.

- Acelerar la evaporación de solvente

- Afectar el spray durante la aplicación etc.

Contaminantes ambientales

Contaminantes físicos

Inspección visual de contaminantes, tales como restos de polvo, aceite, grasas y cualquier otro contaminante que pueda afectar los trabajos de

preparación de superficie y aplicación, causando problemas de adhesión y fallas de las pinturas.

Contaminantes químicos

Inspección de la presencia de sales químicas solubles (iones cloruro, iones ferrosos e iones sulfatos) que pueden afectar la pintura por reacción química con la superficie de acero o por formación de depósitos de sales en la superficie, causando fallas de corrosión acelerada y adhesión entre capa y capa.

5.5.3.3 Preparación de Superficie

a. Pre – Inspección de Preparación de Superficie

Antes de iniciar los trabajos de preparación de superficie y/o cualquier actividad de pintado, se debe inspeccionar lo siguiente:

Aspecto general de la superficie

Se debe inspeccionar el estado de limpieza de la superficie, para determinar la operación de pre-limpieza, a fin de remover contaminantes como: depósitos de grasa, tierra, suciedad, salpicaduras de cemento, etc. Generalmente la remoción de estos contaminantes se efectúa limpiando la superficie con solventes de acuerdo a norma SSPC-SP-1 “Limpieza con solventes”.

Las condiciones de la superficie del acero

Se debe inspeccionar la condición de la superficie y determinar si es nueva y no ha sido pintada o que área ha sido pintada y si está en servicio.

La inspección de la superficie sin pintar se efectuará de acuerdo a Normas: SSPC-Vis 1 o ISO 8501-1. En el caso de superficies que hayan sido

pintadas e involucren trabajos de mantenimiento, la inspección se efectuará con la norma SSPC-Vis 2 "Standard Methods of Evaluating Degree of Rusting on Painted Steel Surface".

Defectos en la superficie

El inspector de pinturas deberá examinar la superficie a preparar, localizar y marcar todos los defectos de diseño y fabricación, para que estos sean corregidos.

Algunos defectos comunes de diseño son: áreas inaccesibles, ribetes, ángulos, áreas tratadas, metales disímiles, etc.

Los defectos de fabricación: cordones de soldadura sobresalientes, salpicadura de soldadura, esquinas con punta, filos cortantes, canales, estrías, etc.

b. Inspección de Equipos y Herramientas de Preparación de Superficie

Equipos de limpieza con elementos abrasivos (Arenado)

Compresor de aire

El inspector de pinturas deberá inspeccionar el compresor de aire que se está utilizando y evaluar la capacidad y la presión de aire que suministra, filtros de aceite y agua (humedad), secadores, manómetro, etc. El aire comprimido que se suministra deberá ser limpio y seco; y estar libre de contaminantes incluyendo aceite y agua.

Botellas de arena

En estas botellas se mezclan los abrasivos con el aire a presión y se deberán inspeccionar los siguientes accesorios: válvula de regulación del

flujo de abrasivo, acoples, separadores de aceite y agua y válvulas de control remoto (Deadman).

Mangueras para aire comprimido y abrasivo

Las mangueras son una parte importante del proceso de limpieza con abrasivos. Evaluar el estado de las mangueras, diámetro y longitud, las puntas apretadas o con vendas en la línea deben ser eliminadas e inmediatamente remplazadas con otras para evitar fricciones y caída de presión.

Boquilla de arenado y presión de aire

Existe gran variedad de boquillas de diferentes tipos, diámetros y longitudes de salida; la cantidad de presión de aire en la boquilla es un factor determinante en el grado de limpieza. La presión óptima en la boquilla es de 90 a 100 psi: por consiguiente el inspector deberá evaluar la presión de aire con la ayuda de un medidor hipodérmico de presión de aire y recomendar los ajustes correspondientes.

Abrasivos

Existe una gran variedad de abrasivos aprobados para la limpieza de diferentes tamaños, formas y dureza; los cuales tienen un efecto significativo en el perfil de rugosidad de la superficie y la velocidad de limpieza. El inspector para determinar las características del abrasivo que se está utilizando deberá tomar muestras y remitirlas al laboratorio para los respectivos análisis físicos y químicos; con la finalidad de comparar los resultados con las especificaciones.

c. Perfil de Rugosidad

El inspector deberá inspeccionar periódicamente, el perfil de rugosidad de la superficie que se esté arenando, con la ayuda de un comparador de perfil de rugosidad o un micrómetro (Ver Figura 5.25); porque de ello dependerá la adhesión de la pintura que se está aplicando y el rendimiento de la pintura.



Figura 5.25

5.5.3.4 Inspección de Aplicación de Pintura

La aplicación de la pintura es una operación tan importante como la preparación de superficie. La naturaleza de los materiales utilizados, así como las operaciones involucradas durante la preparación de la pintura y aplicación de los mismos, hace que la inspección durante la aplicación sea más exigente para garantizar la performance del producto utilizado.

a. Inspección de Equipos de Aplicación

Las características de los equipos de aplicación están especificados en la hoja técnica de cada uno de los productos que el fabricante de pinturas hace entrega al usuario. El inspector deberá inspeccionar:

Equipo Aispray

- Estado general del equipo.
- Pistola de aplicación: boquilla y pico de fluido.

- Patrón de esprayado (presión de atomización y flujo de pintura).
- Taque de presión, agitadores, manómetros.
- Capacidad del compresor, presión de trabajo, líneas de aire y de pintura, filtros.

Equipo Airless

- Estado general del equipo.
- Pistola de aplicación, boquilla (Tip) de esprayado.

Patrón de esprayado, presión hidráulica y flujo de pintura.

Capacidad del compresor, presión de trabajo, bomba de presurización, líneas de aire, longitud y diámetro de las mangueras.

b. Inspección de Preparación de Pintura

La preparación de la pintura es la operación más importante; ya que la mezcla y/o dilución inadecuada puede causar fallas durante la aplicación, formación de la película y su performance.

Dado que en la gran mayoría de casos el recubrimiento de mantenimiento industrial y marino que en la actualidad se emplean son de dos o tres componentes (epóxicos, poliuretanos, etc.), la inspección debe orientarse al control de la relación de mezcla, % de dilución y tiempo de inducción.

c. Inspección de Aplicación de Pintura

Generalmente los esquemas de pintado, especifican la aplicación de varias capas con el objeto de obtener un espesor de película determinado.

Durante el proceso de aplicación el inspector deberá controlar:

- Tiempo de aplicación entre capas.

- Espesor húmedo de la película (EPH).
- Rendimiento.

5.5.3.5 Inspección Final

Concluido el proceso de aplicación, el inspector procederá a inspeccionar el sistema de pintura aplicado para emitir su aprobación.

Se evaluará la apariencia general de la película de pintura, se localizarán e identificarán las fallas de aplicación y/o del producto, que pudieran existir para su respectiva corrección.

El inspector deberá evaluar las características de la pintura aplicada como: cubrimiento, textura, nivelamiento, brillo, color, etc. que deberán estar de acuerdo con la especificación. Al mismo tiempo localizará e identificará fallas o defectos de aplicación tales como: chorreamiento, piel de naranja, puntos de alfiler, ojos de pez, arrugamiento, ampollas, etc.

a. Espesor de Película Seca

Existen dos métodos para medir el espesor seco de película de pintura, Ver Figura 5.26: destructivo y no destructivo, y diferentes tipos de instrumentos para efectuar la medición.



Figura 5.26 Proceso de medición del espesor de pintura en el fondo de un tanque
 Para medir el espesor seco de la película de pintura aplicada sobre superficie de fierro o acero, comúnmente se utilizan medidores del tipo magnético y digitales. Ver Figura 5.27.



Figura 5.27 Instrumentos de medición de pintura

La norma SSPC-PA-2 (Measurement of Dry Film Thickness with Magnetic Gages) describe el procedimiento que debe seguirse para medir el espesor de la película en áreas grandes. Por cada 100 pies cuadrados de área (aproximadamente), se deberán efectuar mediciones en cinco puntos y en cada punto se efectuaran tres lecturas. El espesor final, estará dado por el promedio general de las lecturas. En el siguiente cuadro se visualiza lo expuesto por la Norma, Ver Figura 5.28.

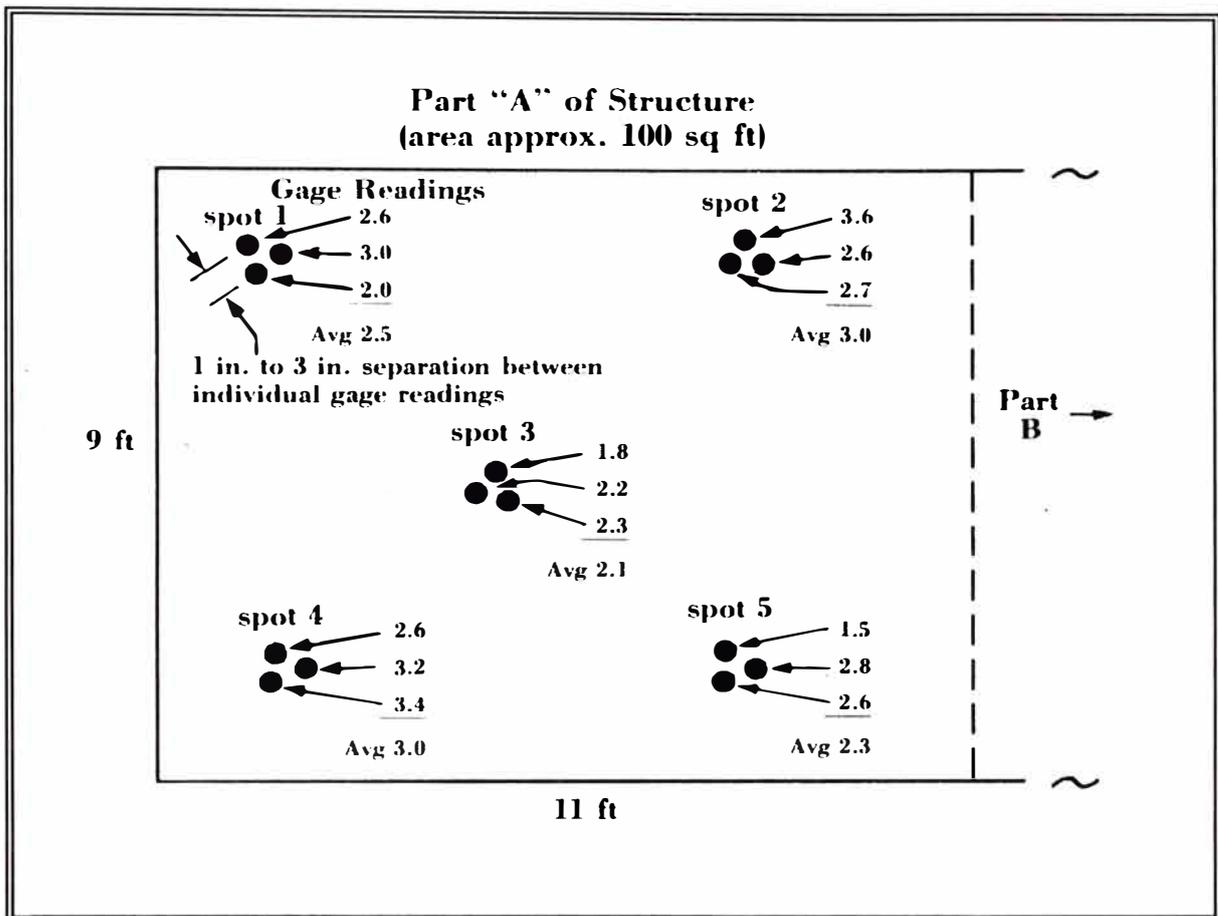


Figura 5.28 Criterio de la norma SSPC-PA-2

b. Detección de Pinholes y Hollidays (Continuidad de Película)

Esta prueba es necesaria en aquellos casos donde la superficie pintada, va a estar expuesta a condiciones de alta humedad, inmersión y atmósferas corrosivas.

La continuidad de la película de pintura, se evalúa con instrumentos llamados Holiday Detector ver Figura 5.29.

Holiday & Pinholing Detector

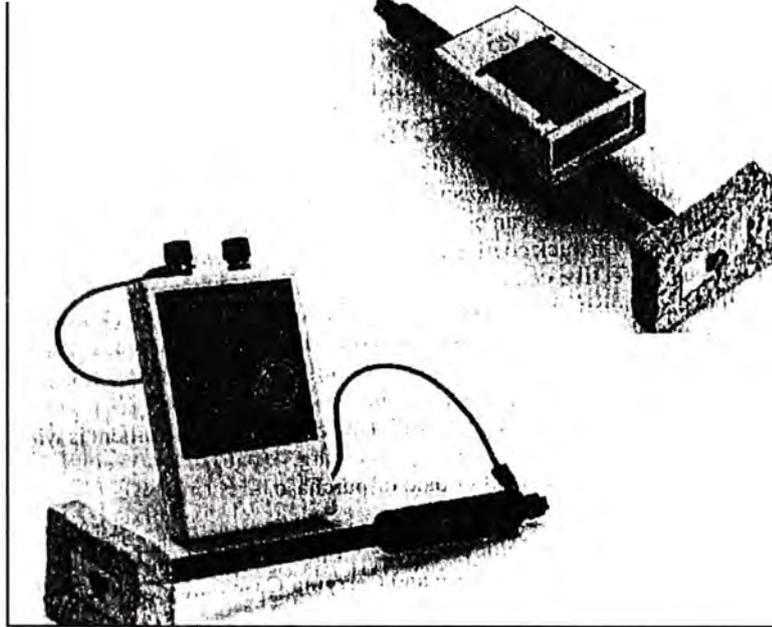


Figura 5.29 Holiday Detector

c. Evaluación del Grado de Curado de Película

La inspección deberá efectuarse después que haya transcurrido el tiempo de curado estipulado en la especificación del producto. Las evaluaciones más importantes que debe efectuar el inspector son:

Dureza:

Existen diferentes métodos prácticos para evaluar la dureza de la película, la más común es mediante la utilización de los lápices de dureza (Faber Castell). La serie de los lápices abarcan durezas desde 5B (el más blando) hasta 5H (el más duro).

Escala: 5B- 4B - 3B-2B-B-HB-F-H-2H-3H-4H-5H

Adhesión:

Existen varios métodos para evaluar la adhesión de las películas de pinturas y que son descritas seguidamente:

Prueba de la cuchilla ASTM D3359 Método A

Es el método más simple de evaluación de la adhesión y se realiza efectuando un corte en forma de X en la pintura con una cuchilla filuda de aproximadamente 4 cm de largo y ángulos de 30 y 45°. Esta es una prueba muy subjetiva.

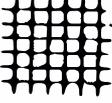
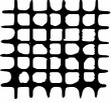
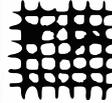
Prueba de la cinta adhesiva ASTM D3359 Método B

El método de corte en rejilla es más formal, pero en vez de levantar la pintura con la cuchilla se utiliza una cinta adhesiva "Masking Tape". Este método es limitado, por que se puede evaluar la adhesión de películas hasta un máximo de 3 a 5 mils. En la figura N° 9, se muestran los instrumentos que más se utilizan para evaluar la adhesión.

Prueba de Tracción (PULL-OFF) ASTM 4541

El método consiste en pegar a la superficie de la pintura un dispositivo comúnmente llamado "dolly" que luego se aplica una fuerza de tracción ascendente hasta que la película de pintura se desprenda ó el pegamento falle. Ver Figura 5.30



Surface of cross-cut area from which flaking has occurred. (Example for six parallel cuts)	NONE					GREATER THAN 65%
CLASSIFICATION	5	4	3	2	1	0

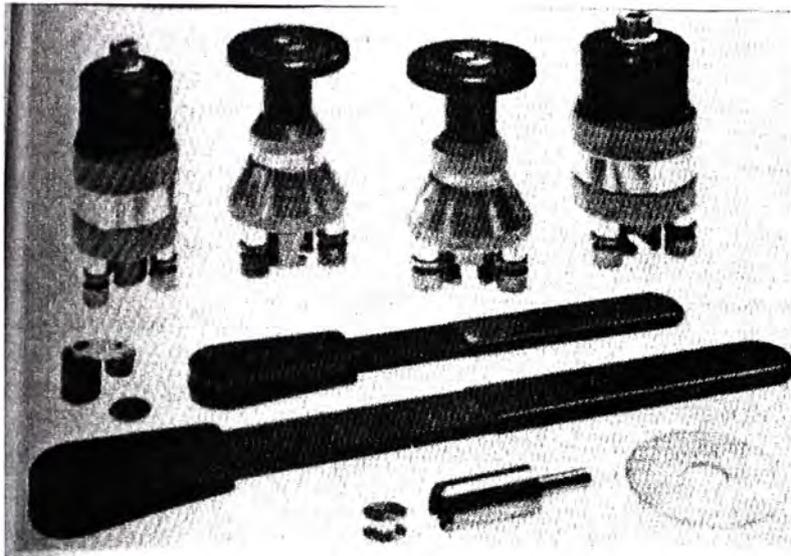


Figura 5.30 Instrumento para medir la adhesión de la pintura

5.5.4 Análisis de Fallas

La falla de un recubrimiento ocurre cuando este no cumple con las expectativas de performance estimados. La falla prematura de un recubrimiento se puede definir como el deterioro de un sistema de pintura ó la corrosión del substrato más rápidamente que lo previsto, para una condición de servicio particular.

Los recubrimientos pueden fallar por uno de las siguientes razones:

- Inadecuada selección y especificación de sistemas de pinturas.
- Diseño y fabricación de estructuras incorrecta.
- Formulación de pinturas.
- Preparación de superficie.

- Método de aplicación y calidad del aplicador.
- Problemas relacionados al sustrato.
- Problemas relacionados a la adhesión.
- Falta de inspección y control de calidad.

Los métodos de protección contra la corrosión son múltiples, por lo que el técnico tendrá que seleccionar y utilizar cualquier método ó las combinaciones de las siguientes posibilidades de protección:

- Modificación del diseño.
- Selección de materiales.
- Polarización electroquímica (Protección catódica).
- Recubrimientos protectores (Pinturas).

La detección y corrección de las fallas de la película de pintura aplicada, frecuentemente es la tarea más difícil del especialista en pinturas; por que es casi imposible determinar la causa del problema cuando la pintura ha concluido con su proceso de secado.

5.5.4.1 Causas de Fallas de los Recubrimientos Orgánicos

a. Falla de Selección y Especificación de Sistemas de Pintura

Una selección inadecuada de los sistemas de pinturas, así como de la especificación de los Estándares de Ingeniería (esquemas de pintado), pueden conducir a fallas de los recubrimientos, con resultados muchas veces catastróficas.

Por consiguiente es importante, que el especificador de los sistemas de pintura, posea un amplio conocimiento de los procedimientos para analizar los “factores técnicos” que intervienen en la selección y especificación de sistemas de pinturas tales como:

Ubicación de la obra.

- Función básica que debe cumplir el recubrimiento.
- Identificación del tipo de sustrato.

Condiciones ambientales y agresividad del medio ambiente.

- Condiciones de operación (facilidades para la ejecución de los trabajos).
- Condiciones de servicio o de trabajo a la que estará expuesta la obra.
- Preparación de superficie.
- Métodos de aplicación.
- Compatibilidad de la pintura con los sistemas existentes.
- Conocimiento de los recubrimientos orgánicos, su composición química, propiedades físicas, performance en condiciones similares, etc.

b. Falla de Preparación de Superficie

Aproximadamente del 60% al 80% de las fallas de performance de las pinturas son atribuidas a la inadecuada selección del método de preparación de la superficie. Por lo que la selección del método de preparación de superficie, es uno de los factores determinantes para la performance de cualquier sistema de pintura aplicado sobre superficies de acero y concreto. Los principales factores que contribuyen para la falla de los recubrimientos son:

Inadecuada preparación de superficie

Deficiente preparación de superficie, presencia de contaminantes tales como: polvo, suciedad grasa, sales solubles (ClNa), restos de escamas de laminación, óxidos, etc. que afectarán la performance del sistema aplicado.

Perfil de rugosidad y adhesión

La especificación de los perfiles de rugosidad que se deben alcanzar durante la preparación de las superficies es muy importante, porque permiten optimizar el anclaje y la adhesión del recubrimiento al sustrato. La adhesión de los recubrimientos en su gran mayoría está directamente relacionada con el perfil de rugosidad de la superficie y el espesor de total del sistema, haciéndose más crítico cuando se aplican directamente recubrimientos de alto contenido de sólidos en volumen y altos espesores de película como primera capa. Por lo que la especificación de la rugosidad de la superficie deberá estar de acuerdo al sistema de pintura seleccionado.

Compatibilidad de la superficie

El especificador de sistemas de pinturas deberá conocer las compatibilidades de los productos que estarán directamente en contacto con el sustrato; porque una inadecuada selección podría causar problemas de laminación, de reacción química, etc.

c. Fallas de Aplicación de Pintura

Debe considerarse como falla de aplicación al manejo incorrecto de los productos y los equipos de aplicación especificados. La mejor manera para evitar fallas de aplicación; es siguiendo estrictamente las recomendaciones que el fabricante de pintura indica en la hoja técnica del producto.

Otro factor que frecuentemente no se da la importancia debida, es la calificación de las empresas contratistas de aplicación de pinturas; porque muchos de ellos no cuentan con los equipos de aplicación en óptimas condiciones y tampoco cuentan con personal técnico especializado. A continuación se describen algunos de los factores que contribuyen a las fallas de aplicación:

Falla de especificación

Una selección inadecuada de productos puede causar fallas prematuras, desde daños relacionados con la formación de la película de pintura hasta daños en la resistencia del producto.

Uso incorrecto de equipos de aplicación y mano de obra no especializada

Generalmente se presenta por desconocimiento de los equipos de aplicación y no seguir con las recomendaciones de los fabricantes; es típico observar como en forma frecuente se aplican los productos sobre superficies contaminadas y con equipos inadecuados. En la mayoría de los casos las fallas se evidencian en la falta de continuidad de las películas, defectos de apariencia, fallas de performance, desprendimientos, cuarteamientos, etc.

Manejo inadecuado de los productos

Es el caso de los aplicadores de pinturas que hacen caso omiso a las indicaciones de la hoja técnica del producto con las indicaciones de aplicación. Indicaciones como: relación de mezcla, tiempo de inducción, grado de dilución, etc.

d. Fallas Típicas por Procedimiento Incorrecto de Aplicación y Mano de Obra no Calificada

Disimilitud de espesores

Recubrimientos aplicados a bajos espesores que los especificados pueden ocasionar corrosión muy rápida en el sustrato (Flash Rusting, Pinpoint) y los recubrimientos aplicados a altos espesores pueden ocasionar problemas de: corrimiento (chorreado), secado, curado, craqueado, etc.

Presencia de pinholes

Pinholing son pequeños agujeros o cráteres casi imperceptibles a la vista, que se forman durante la formación de la película. La presencia de estos agujeros en la película de la pintura facilita el contacto de la humedad del medio ambiente con el sustrato, generando puntos de corrosión.

Sobre rociado (Over spray)

Formación de polvillo de apariencia áspera y sin consistencia que se deposita en la superficie que se está pintando. Esta falla se produce debido a dos factores: en primer lugar debido a la inadecuada selección y regulación del equipo de aplicación y en segundo lugar debido a las características intrínsecas del producto (grado de dilución, balance de solventes en la formulación, etc.).

Discontinuidades de Película o Palomas (Holidays)

Son puntos o pequeñas áreas del sustrato, que quedan al descubierto después de la aplicación de la pintura. Esta falla generalmente es más significativa por que permite el rápido contacto de la superficie no cubierta con el medio ambiente.

Ojos de pescado (Fish eyes)

Se localiza en áreas pequeñas y toman la forma de cráter distribuidas al azar en la superficie. Esta falla puede ser causada por contaminación con grasa o aceite de la superficie o por la presencia de aceite en el aire de atomización.

e. Falla de Formulación de Producto

Existen muchas fallas de recubrimientos sobre el cual el especificador no tiene control y uno de esos es el inherente en la formulación de los recubrimientos orgánicos. Un recubrimiento formulado en forma inadecuada puede afectar la calidad de la aplicación y fallar rápidamente en el servicio.

Algunas de las fallas más comunes debido a la formulación son descritas a continuación:

Tizado :

Es el polvillo fino que se forma en la parte superficial de la película de pintura. Es un fenómeno que se produce por efecto de la exposición constante de la misma a los rayos ultra violeta, humedad, contaminación atmosférica, etc. los que reaccionan con la resina causando su desintegración. El tizado puede ser controlado pero no eliminado, se corrige este problema con la adecuada selección de recubrimientos orgánicos resistentes principalmente a los rayos UV.

Erosión (desgaste):

Definido como el desgaste de la película de pintura causado por efectos físicos y químicos del medio ambiente circundante.

Efectos tales como: la exposición a los rayos UV, velocidad del aire, contaminación, tizado, abrasión por arena, etc. En este caso se recomienda consultar con el fabricante de pintura para seleccionar el recubrimiento adecuado.

Agrietamiento:

Formación de grietas de diferente profundidad y forma en la película de pintura. Este fenómeno es causado por la relación inadecuada de resina / pigmento dentro de la formulación de pintura. En la práctica se visualizan dos formas de agrietamiento:

Grietas delgadas (Checking):

Se identifican porque las grietas son filiformes y superficiales; y no llegan al sustrato.

Grietas gruesa (Cracking):

Se identifican por que las grietas son pronunciadas y llegan hasta el sustrato.

Piel de cocodrilo (Alligatoring):

Definido como una imperfección de la película y que presenta la apariencia de piel de cocodrilo. Este fenómeno puede ser considerado como un macro agrietamiento, en el cual la película de la pintura endurece y se contrae más rápidamente generando esfuerzos físicos.

Arrugamiento (Wrinkling):

El problema de arrugamiento se genera cuando los recubrimientos son aplicados a altos espesores y por otra parte durante la operación de repintado, sobre recubrimientos que aun no han concluido con su proceso de secado.

f. Falla de Diseño ó Fabricación

El diseño y la fabricación defectuosa de las estructuras pueden fácilmente complicar los procedimientos para ejecutar la aplicación de la pintura. El inspector y el aplicador no son los responsables de estos problemas; porque, esto compete al área de diseño, de ingeniería y al fabricante. Sin embargo, el inspector estará en la capacidad para realizar el servicio de evaluación para ayudar a identificar las áreas con problemas y resolverlos.

Las fallas más comunes de diseño y fabricación estructural lo constituyen los siguientes ítems:

Diseño:

Áreas inaccesibles, ribetes, ángulos, áreas tratadas, metales disímiles, etc.

Fabricación:

Cordones de soldadura, salpicaduras de soldadura, esquinas con punta, salientes, filos cortantes, canales, estrías, soportes, uniones, construcciones temporales de ayuda, etc.

5.6 REGISTROS

El propietario / operador deberá mantener un archivo de registros completo compuesto de tres tipos de registros, a saber: registros de construcción, historial de inspección e historial de reparación/alteración.

Registros de construcción:

Los registros de construcción, pueden incluir la información de la placa de identificación, planos especificaciones informes de finalización de la construcción y cualquier resultado de prueba y análisis de material.

Historial de la Inspección

Historial de la Inspección, incluye todas las mediciones realizadas, la condición de las piezas inspeccionadas y pruebas. También incluirá una descripción completa de cualquier condición anormal con recomendaciones para la corrección o detalles que han provocado las condiciones. Este archivo también indicara la velocidad de corrosión y los cálculos de los intervalos de inspección.

Historial de reparación/alteración

Historial de reparación/alteración, también incluirá todos los datos acumulados del tanque desde el momento de su construcción con relación a las reparaciones, alteraciones, sustituciones y cambios de servicio (anotado con las condiciones de servicio tale como temperatura y presión del producto almacenado. Estos registros también incluirán los resultados de cualquier experiencia con los revestimientos. (Ver Anexo N° 8).

Los registros de inspección son estandarizados y usualmente no difieren de una compañía a otra, sin embargo a manera de ejemplo se presenta una relación de registros que deberá formar parte del historial de calidad de la reparación del tanque.

Registro de Control de Documentos de Ingeniería

Registro de Calificación de Procedimiento de Soldadura.

Especificación de Procedimiento de Soldadura, Calificación de Soldadores

Registro de Control de Recepción de Materiales y Equipos

Registro de Control Dimensional

Registro de Inspección Visual de Soldadura

Registro de Inspección de Soldadura por Tintes Penetrantes

- Registro de Inspección de Soldadura por Radiografía
- Registro de Prueba Hidrostática a los Tanques
- Registro de Prueba Neumática de los Refuerzos de Manholes en tanques
- Registro de Preparación de Superficies Metálicas
- Registro de Protección Superficial (Pintado)
- Registro de Entrega del equipo
- Estadística de defectos de radiografías rechazadas
- Registro de rendimiento individual de soldadores
- Registro diario de soldadura de campo

5.7 PLANOS CONFORME A OBRAS (AS-BUILD)

Una vez concluido todos los trabajos de reparación que involucraron obras metal mecánicas y civiles en el tanque se debe efectuar los planos conforme a obra, donde se consignen los cambios efectuados y la disposición final de todos los elementos modificados tal como se ejecutaron durante el proceso de la Obra.

5.8 MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA OBRA E INFORME FINAL

Es el documento donde se describe de manera pormenorizada las actividades desarrolladas antes, durante y después de la reparación del Tanque, debe consignarse cuantitativamente y cualitativamente la mano de obra, materiales y equipos utilizados.

Los informes incluirán las razones de las reparaciones, y esquemas indicando su ubicación alcance

Los informes de inspección general deberán incluir las mediciones de espesores del metal, en que condición estaba, las reparaciones y todas las mediciones de asentamiento y recomendaciones.

CONCLUSIONES

1. El desconocimiento y/o incumplimiento de los dispositivos legales como el D.S. 052-93-EM “Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos”, Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) establecido en el D.S. 046-93-EM “Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades del Sector Hidrocarburos” y demás obligaciones emitidas por el Ministerio de Energía y Minas exponen al propietario o responsable del establecimiento a ser sancionado por el OSINERG.
2. El uso de normas, prácticas recomendadas, especificaciones y procedimientos de trabajo adecuados valoriza y jerarquiza los intangibles.
3. No contar con procedimientos de trabajo, implementos de protección personal y herramientas adecuadas puede disminuir o extinguir la seguridad física y mental del personal ejecutor de las obras
4. La verificación de los trabajos efectuados en la reparación garantiza la calidad de la obra y proporciona seguridad y confiabilidad en el periodo de operación.
5. Los costos promedios por unidad de medida de reparación del fondo de tanques atmosféricos verticales, son:

ACTIVIDAD	COSTO UNITARIO APROXIMADO
Vaciado, ventilado y lavado del interior de un tanque (según el volumen de borra retirada del interior del tanque) →	55 \$/m ³
Inspección método convencional (10 ptos x m ²) →	6 \$/m ²
Inspección método Tank Scan (según Ø de Tanque)	
• Tanque : 7m ≤Ø <15m	2500 \$
• Tanque : 15m ≤Ø < 30m	6000 \$
• Tanque : 30m ≤Ø < 45m	8000 \$
Reparación (materiales, consumibles y mano de obra) →	2.0 \$ /Kg de Acero
Arenado (metal blanco)	6.5 \$/m ²
Recubrimiento con pintura epóxica (10 mils) →	16 \$/m ²
Recubrimiento con pintura fenólica (10 mils) →	20 \$/m ²

RECOMENDACIONES

1. Adquirir y mantener actualizada en sus últimas ediciones todas las normas técnicas aplicables al rubro de reparación de tanques de almacenamiento de hidrocarburos o en su defecto las más importantes que garantizaran el cumplimiento de los dispositivos legales.
2. Difundir la interpretación y/o aplicación de las normas legales y las normas técnicas en los centros de enseñanza.
3. Difundir entre los empresarios el respeto y cumplimiento de las disposiciones legales
4. Capacitar al personal involucrado en la reparación de tanques la aplicación de normas.

ANEXOS

Anexo N° 1

Certificado de fabricación de planchas de tanques


RAUTARUUKKI
STEEL

VASTAANOTTOTODISTUS INSPECTION CERTIFICATE
ABNAHMEPRÜFZEUGNIS CERTIFICAT DE RECEPTION

DIN 50049-3.1B

Tilaja Purchaser Besteller Aceteur	Vastaanottaja Consignee Empfänger Destinataire	Päivä
PITT-DES MOINES, INC		
THE WOODLANDS, TX 77380, USA		

TOIMITUSERA DELIVERY LIEFERUNG LIVRAISON		Lastuleimas Quality Stamping Markenbezeichnung Qualite
Tilaus Order	49011701	A573GR70
Bestellung Commande		
Merkki Mark		
Zeichen Marque		
Tilauksen vahvistus Order Confirmation	95741	Sulatus nro levy nro Cast No. plate No.
Auftragbestätigung Accuse de reception		Schmelzen Nr. Walztafel Nr. Coulee No. tôle No.
Lähtö Shipping	MENNA	Valmistajan merkki Mark of the Manufacturer
Versandung Embarquement		Zeichen des Herstellers Signe du producteur
Toimitustyyppi Delivery type	TOTAL DELIVERY	Tarkastajan leima Stamp of work Inspector
Versandant Type de livraison		Stempel des Werkstoffverständigen Poinçon de
Todistus Certificate	3B6	Vastaanottajan leima Stamp of Surveyor
Zeugnis Certificate		Stempel des Sachverständigen Poinçon d'expert
		Muut leimukset Other Stamps
		Autre Stempelung Les autres repères poinçons

Tuote Product		Toleranssit Tolerances Toleranzen Tolerances
Erzeugnisform Product		ASTM A6/2000A
Laatu Quality	ASTM A 573 GR 70	ASTM A 573-93A(98)
Werkstoff Qualite		
Laatuselvitys Quality Specification	STRUCTURAL STEEL ACC. ASTM A6-99	
Qualitätspezifikation Specification de qualite		
Tekniset vaatimukset Technical terms of		
ja/tai viralliset Delivery and/or		
määritykset Official Regulations		
Lieferbedingungen Stipulations de la		
and/or amiliche commande e/ou		
Vorschriften prescriptions officielles		

ositio Item Poste	Mitat mm Dimensions mm Abmessungen mm	Merkki Mark Zeichen	Kpl Pcs Stück	Paino kg Weight kg Poids kg	S C S C
-------------------	---------------------------------------	---------------------	---------------	-----------------------------	------------------

BEVELLED STEEL PLATES FOR STEEL CONSTRUCTIONS

035	12.62 X 2940	X	11050	1	3218
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	1	3218
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
035	12.62 X 2940	X	11050	2	6436
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
037	9.82 X 2940	X	11050	2	5008
073	12.62 X 2940	X	10938	2	6372
075	9.82 X 2940	X	10938	2	4958



RAUTARUUKKI
STEEL

AINESTODISTUS TEST REPORT
WERKSZEUGNIS RELEVÉ DE CONTROLE
DIN 50049-3.1B

A 3/3
95741-01

Tilaja Purchaser Besteller Asteleur PITT-DES MOINES, INC	Vastaottaja Cont. em. Empfänger Destinataire	Päivämäärä Date De livraison 09.03.2001
Tilaus nro Order No. Bestellung Nr. Commande No. 49011701	Läh. merkki Shipping mark Versandzeichen Marque d'expédition	Valmistajan merkki Manufacturer's Zeichen des Herstellerwerkes Signe de producteur
Laatu Quality Werkstoff Nuance ASTM A 573 GR 70	Lisävaat. Add. requirem. Weitere Anforder. Autres prescripl. ASTM A6/2000A	Jatkuvasti happerästä Oxygen steel, continuous casting Oxygenstahl, Strangé Acier à l'oxygène, coulée continue

STRUCTURAL STEEL ACC. ASTM A6-99

Positio Item Pos. Poste	Paksuus Thickness Dicke Epais.	Sulatus nro Cast No. Schmelz-Nr. No. coulée	CEK Ceq Ceq Ceq	Sulatusanalyysi % Chemical composition of cast % Chem. Zusammensetzung auf schmelzen % Composition Chimique de coulée %											
				C	SI	MN	P	S	AL	NB	V	CU	CR	NI	MO
035	12.62	42929	.40	.18	.28	1.01	.010	.001	.038	.004	.006	.159	0.17	0.20	.001
035	12.62	49032	.37	.18	.30	1.10	.008	.006	.038	.003	.003	.014	0.02	0.03	.002
035	12.62	49035	.37	.18	.29	1.11	.009	.008	.044	.002	.003	.012	0.02	0.03	.002
037	9.82	49032	.37	.18	.30	1.10	.008	.006	.038	.003	.003	.014	0.02	0.03	.002
037	9.82	49034	.37	.18	.29	1.10	.008	.006	.039	.003	.004	.013	0.02	0.03	.002
073	12.62	48554	.40	.21	.33	1.11	.010	.006	.034	.002	.006	.013	0.02	0.03	.002
075	9.82	49034	.37	.18	.29	1.10	.008	.006	.039	.003	.004	.013	0.02	0.03	.002

$CEKV = \frac{C+MN}{6} + \frac{CR+MO+V}{5} + \frac{NI+CU}{15}$

Pos. Item Pos. Poste	Sulatus, kerrä nro Cast test No. Schmelz. Prüf. Nr. Coulée. Essai No.	T-lätkä Coed Zust Etat	Vetokoe, Tensile test Zugversuch, Essai de traction			Täivutus Bend test Fallvers. Epieilage D = X1	Istukoe, Impact test Kerbihtäversuch, Essai de résilience					Keskiarvo Average Mittelw. Moyenne	Erikoisteste Special tests Sonderversuche Essais Spéciaux
			K2	Re N/mm2	Rm N/mm2		A %	K1	°C	1	2		
				REH	5	200							
035	42929	423	AR	71	353	506	30	25					
035	49032	052	AR	71	361	511	28	24					
035	49032	053	AR	71	370	516	29	24					
035	49035	061	AR	71	355	507	30	25					
037	49032	062	AR	71	357	512	30	24					
037	49032	064	AR	71	358	513	32	25					
037	49034	011	AR	71	353	510	33	26					
037	49034	031	AR	71	377	513	29	23					
073	48554	043	AR	71	360	532	30	25					
075	49034	031	AR	71	377	513	29	23					

K2: 71=TOP, TRANSV.

RAUTARUUKKI STEEL

Testaus ja tarkastus Testung and Inspection
Prüfung und Kontrolle Essai et Contrôle

JUHANI ASUNMAA
Valtuutettu tarkastaja Authorized Inspector Puh. (09) 84911
Wirtschaftsverständiger Inspecteur autorisé Téléphone 310 84911

Täten todistamme, että toimitus on tilaustehvikosten mukainen.
We hereby certify that the material described above has been
tested and complies with the terms of the order contract.
Es wird bestätigt, dass die Lieferung geprüft wurde und
den Vereinbarungen bei der Bestellannahme entspricht.
Nous certifions que la livraison est conforme aux
stipulations de l'acceptation de la commande.

13.03.2001 LKJ

PRESENCIADO ENSAYO
REVISADO DOCUMENTO
FECHA 15/06/01
INSPECTOR



RAUTARUUKKI
STEEL

VASTAANOTTOTODISTUS INSPECTION CERTIFICATE
ABNAHMEPRÜFZEUGNIS CERTIFICAT DE RECEPTION

A 2/3
95741 01

DIN 50049-3.1B

Tilauksen Purchaser Besteller Acheteur: **PITT-DES MOINES, INC**
THE WOODLANDS, TX 77380, USA
Vastaanottaja Consignee Empfänger Destinataire:
Päivämäärä Date Datum Date: **09.03.2001**

TOIMITUSERA DELIVERY LIEFERUNG LIVRAISON
Tilauksen Order Bestellungs Commande: **49011701**
Merkki Mark Zeichen Marque: **MENNA**
Tilauksen vahvistus Order Confirmation Auftragsbestätigung Accuse de reception: **95741**
Lähtevä Shipping Verschiffung Embarquement: **TOTAL DELIVERY**
Toimitustyyppi Delivery type Versandart Type de livraison: **3B6**
Zaegnis Certificate Zeugnis Certificate

Laatuaste Quality Stamping Markenbezeichnung Qualität: **A573GR70**
Sulatus no levy no Cast No plate No. Schmelzen Nr. Walztafel Nr. Coulee No tôle No. Valmistajan merkki Mark of the Manufacturer Zeichen des Herstellers Signe du producteur Tarkastajan leima Stamp of work's Inspector Stempel des Werkssachverständigen Poinçon de contrôle Vastaanottajan leima Stamp of Surveyor Stempel des Sachverständigen Poinçon d'expert Muut leimaukset Other Stamps Andere Stempelung Les autres repères poinçonnés

Tuote Product Erzeugnisform Produit: **ASTM A 573 GR 70**
Laatuaste Quality Stamping Markenbezeichnung Qualität: **ASTM A 573-93A (98)**
Laatuaste Quality Specification Structural Steel ACC. ASTM A6-99
Tarkastus Quality Specification Qualifizierung Specification de qualité: **ASTM A 6/2000A**

Tekniset mallitiedot Technical terms of Delivery and/or Official Regulation Lieferbedingungen und/oder sonstige Vorschriften prescriptions officielles

Position Item Pos. Position	Mitat mm Dimensions mm Abmessungen mm	Merkki Mark Zeichen Marque	Kpl Pcs Stück Quantity	Paino kg Weight kg Poids kg	Sulatus levy nm Cast plate No. Schmelze Walztafel Nr. Coulee Tôle No	Koe no Test No Prüf No Essai No
-----------------------------	---------------------------------------	----------------------------	------------------------	-----------------------------	--	---------------------------------

BEVELLED STEEL PLATES FOR STEEL CONSTRUCTIONS

*	48	137214
**	48	137214
***	48	137214

13.03.2001

RAUTARUUKKI STEEL

Testaus ja tarkastus Testing and Inspection Prüfung und Kontrolle Essai et Contrôle

Täten todistamme, että toimitus on tilaukseen mukainen.
We hereby certify that the material described above has been tested and complies with the terms of the order contract.
Es wird bestätigt, dass die Lieferung geprüft wurde und den Vereinbarungen bei der Bestellanahme entspricht.
Nous certifions que la livraison est conforme aux stipulations de l'acceptation de la commande.

JUHANI ASUNMAA
Valtuutettu tarkastaja Authorized Inspector
Werkssachverständiger Inspector autorisé

PRESENCIADO ENSAYO
REVISADO DOCUMENTO
FECHA: 15/06/01
INSPECTOR: [Signature]

Osasto Address	Puhelin Telephone	Telekopio Telefax	Teleksi Telex
RAUTARUUKKI STEEL Tekninen palvelu Technical Services PL 93, P.O. Box 93 FIN-92101 RAAHE, FINLAND	(08) 84911 +358 11 74911	(08) 849 2736 +358 8 849 2736	32312 steel fi

Additional tensile test results for the certificate numbered 95741 -01

Cast- testnumbered	Thickness	Tensile test	Tensile test	Tensile test		
		R _{eh}	R _m	A ₅	A ₅₀	A ₂₀₀
42929 -011	15.67	370	518			25
49035 -011	15.75	347	503			25
48554 -022	12.89	376	536			25


JUHANI ASUNMAA

Anexo N° 2

Mantenimiento del tanque de almacenamiento de petróleo Residual N°6 **DE 10 053.67 BLS DE CAP., 63-T-12 DE LA Planta de Ventas Iquitos -** **PETROPERU.**

A continuación se detallan las actividades de Mantenimiento del Tanque de Residual N°6, por presentar filtraciones de producto Residual a través de las Planchas del Fondo evidenciado por la contaminación del terreno en un área aproximada de 1m² aprox, en el lado Nor-Oeste del tanque.

Detectada la fuga se decidió intervenir el Tanque para su respectiva reparación, El Departamento Comercial, emitió una orden de trabajo al Departamento de mantenimiento para la Reparación correspondiente del tanque.

Se planifico la intervención del tanque con un cronograma que abarco desde la etapa de entrega del equipo, limpieza, inspección y la reparación.

El trabajo estuvo a cargo de un supervisor, 01 inspector, y 01 mecánico de Planta, 01 Soldador y 01 Ayudante.

VACIADO

Las labores del descenso del nivel fue realizado por el área de operaciones de la planta utilizando para ello las bombas de transferencia, quedando finalmente un remanente de 265.88 BLS (01 pie aproximadamente de nivel en el tanque).

LIMPIEZA

El equipo fue entregado al área de mantenimiento para la reparación, realizando las sgtes actividades: aislamiento del equipo, apertura de los "manholes", y la instalación de una bomba de tornillo para el trasegado final del producto desde el sumidero del Tanque 63-T-12 al tanque 63-T-1 (a

través de la línea de drenaje), la limpieza final fue realizada en forma manual tomando para las precauciones indicadas en los procedimientos de limpieza indicado en el capítulo anterior.

INSPECCION

Una vez terminada la limpieza del tanque, se procedió a la inspección desde el interior del tanque.

Iniciándose con una inspección visual de las planchas del fondo y de las estructuras, no pudiéndose detectar la falla, a continuación se realizó la calibración de espesores a todas las planchas del fondo, 213 pts de calibración en total, los resultados indicaron que las planchas se encuentran en buen estado mecánico sin signos de corrosión superficial aparente, se realizó la prueba a todos los cordones de soldadura de las Planchas del fondo en una longitud aproximada de 163m, detectándose burbujeo a través del cordón de soldadura e una longitud de 5 cm, ubicado según esquema adjunto, la sección de la plancha donde se detectó la fuga presentaba una deformación de 5 cm. Aprox (desnivel entre la base de arena y la plancha), lo que originó una falla en el cordón por fatiga de la unión soldada, debido a las continuas maniobras de recepción y despacho de producto.

De la inspección visual realizada se determinó desgaste en el cordón de soldadura, en zonas las zonas según el esquema adjunto.

También se retiraron dos secciones de las planchas del fondo de 3x4pies según adjunto para determinar el estado exterior de las planchas del Fondo.

REPARACION

Se retiró una sección de 3x4pies aproximadamente donde se detectó la falla, se reemplazó la plancha deformada, soldándose a tope.

Se reinstalo las dos secciones retiradas para la inspección de las planchas del fondo soldándose con una unión a tope. Las uniones a tope fueron verificadas con el uso de tintes penetrante.

Se colocaron tres sobre planchas de medidas 100x130x1/4 mm, sobre las secciones retiradas, la verificación de la unión soldada también se realizo con tintes penetrante.

CIERRE Y ENTREGA DEL EQUIPO.

Una vez terminada la reparación se procedió a la reinstalación de los manholes, y retiro de los platos ciegos. Entregándose la unidad al área de operaciones.

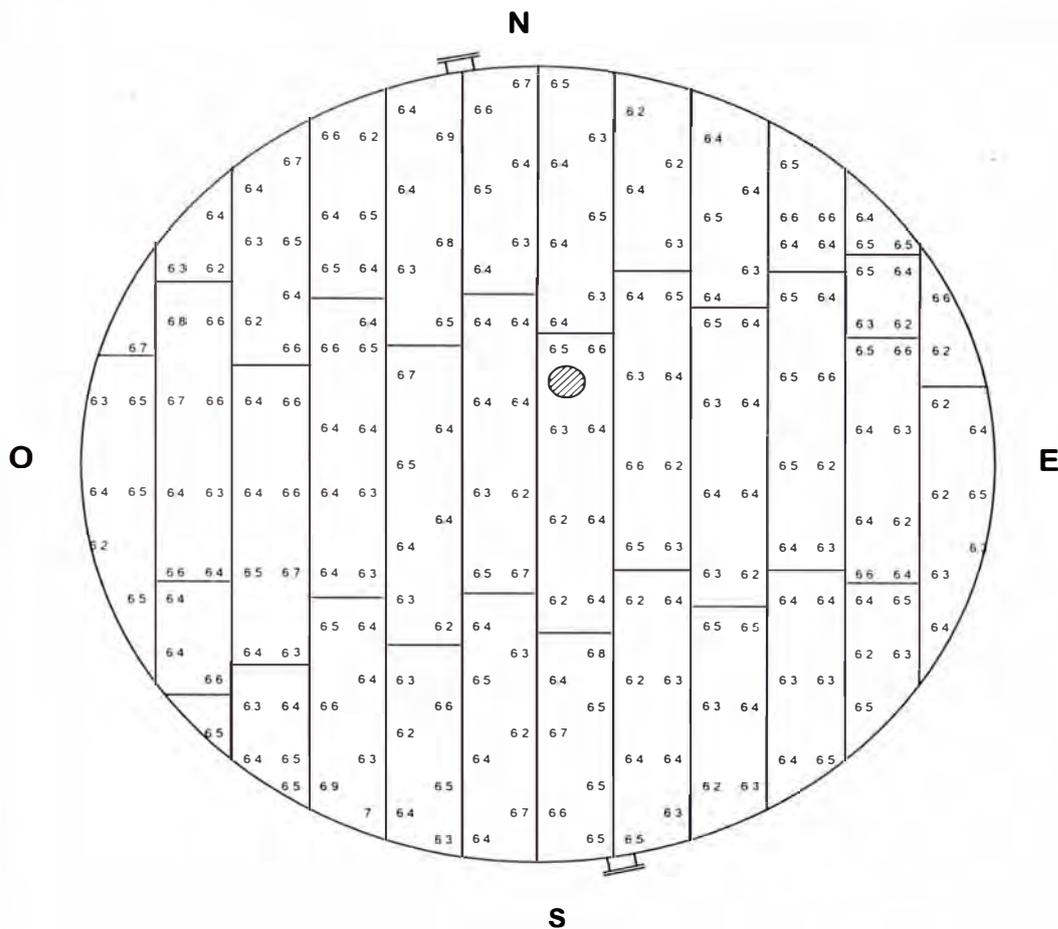
PLANNIG DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DEL TANQUE 63-T-12

N°	ACTIVIDADES	DIAS												HRS.HOMBRE	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	Aislar el tanque, Instalando Bridas o platos ciegos en las lineas de entrada y salida de producto														16.0
2	Destapar los "manholes" del cilindro y techo.														6.0
3	Instalar extractores de aire para evacuar los gases del interior del tanque.														4.0
4	Efectuar la Limpieza general del fondo.													160.0	
5	Inspección general del tanque														
6	Armar andamios, interiormente para inspeccionar el estado de las columnas soportes del techo y el estado de las planchas de los anillos superiores.														16.0
7	Limpiar la superficie metálica del fondo en los sitios indicados por el inspector para la toma de espesores con ultrasonido.														16.0
8	Inspección visual														8.0
9	Calibracion de espesores														8.0
10	Prueba con vacio a los cordones de soldadura														72.0
11	Sacar muestras de plancha del fondo para inspeccionar de área de 3pies x 4pies.														8.0
12	Rellenar con soldadura en la zonas indiadas por el inspector														16.0
13	Reinstalar las muestras de las Planchas retiradas (union a tope), e instalcion de sobreplancha.														8.0
14	Revisar, limpiar v/o reparar el sistema automático de medición.														8.0
15	Revisar y limpira las cámaras de espuma para su inspección y limpieza.														8.0
16	Tomar niveles en el fondo del tanque para verificar si el sumidero se encuentra en ubicación correcta.														1.0
17	Retiro de Facilidades														16.0
18	Limpiar la superficie del sello de las tapas, manholes, bridas de empalme y reemplazar empaquetaduras.														8.0
19	Tapar manholes del techo y cilindro y conectar las tuberías. Sacar Bridas y platos ciegos.														16.0
20	Limpiar el área retirando todo el material inservible.														16.0
TOTAL HORAS HOMBRE												411.0			

PERSONAL
 1 SUPERVISOR
 1 INSPECTOR
 1 MECANICO
 1 SOLDADOR
 2 AYUDANTES

REPORTE DE INSPECCION ULTRASONICA CALIBRACION DE ESPESORES DE LAS PLANCHAS DEL FONDO

EQUIPO: TANQUE DE RESIDUAL 63-T-12	TIPO: VERTICAL TECHO CONICO	DIAMETRO: 13.64 M
UBICACIÓN: Planta de Ventas Iquitos	MOTIVO: Filtracion de Producto	ALTURA: 10.84 M.



ESPESOR NOMINAL DE LA PLANCHA: 6.35 MM \hat{O} 1/4"

Sumidero

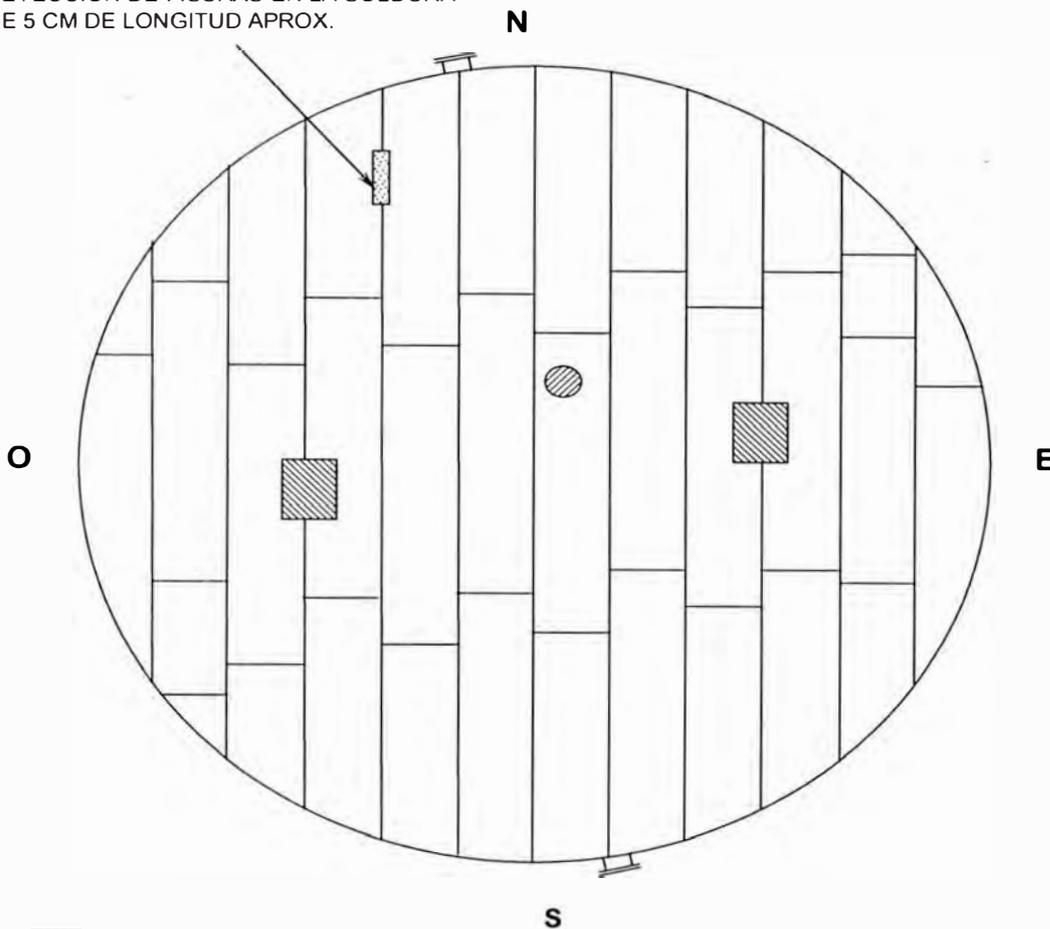
OBSERVACIONES: De acuerdo a la calibracion de espesores (213 pto) se determino que
Las Planchas se encuentran en buen estado mecanico
No se disponen de ultima fecha de calibracion o intervencion del Tanque
las Planchas del fondo y sumidero son de 6.35mm.

 PETROPERU REFINACION SELVA UNIDAD DE INSPECCION	Equipo Usado	Stresstel T-Scope DL Tester Thickness	
	Realizado por	Rafael Bucci	May-98
PLANTA DE VENTAS IQUITOS TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE RESIDUAL 63T-12	Preparado Por	Jhonny Coaquira	May-98
	Revisado Por	Jhonny Coaquira	May-98
	Aprobado Por	C. Cevallos	May-98
	Plano		

REPORTE DE INSPECCION A LOS CORDONES DE SOLDADURA PRUEBA CON VACIO A LOS CORDONES DE SOLDADURA

EQUIPO: TANQUE DE RESIDUAL 63-T-12	TIPO: VERTICAL TECHO CONICO	DIAMETRO: 13.64 M
UBICACIÓN: Planta de Ventas Iquitos	MOTIVO: Filtracion de Producto	ALTURA: 10.84 M.

DETECCION DE FISURAS EN LA SOLDADURA
DE 5 CM DE LONGITUD APROX.



- Corte de Placha del fondo en una longitud de 3 x 4 pies
- Sumidero
- Fisura en el cordón de soldadura

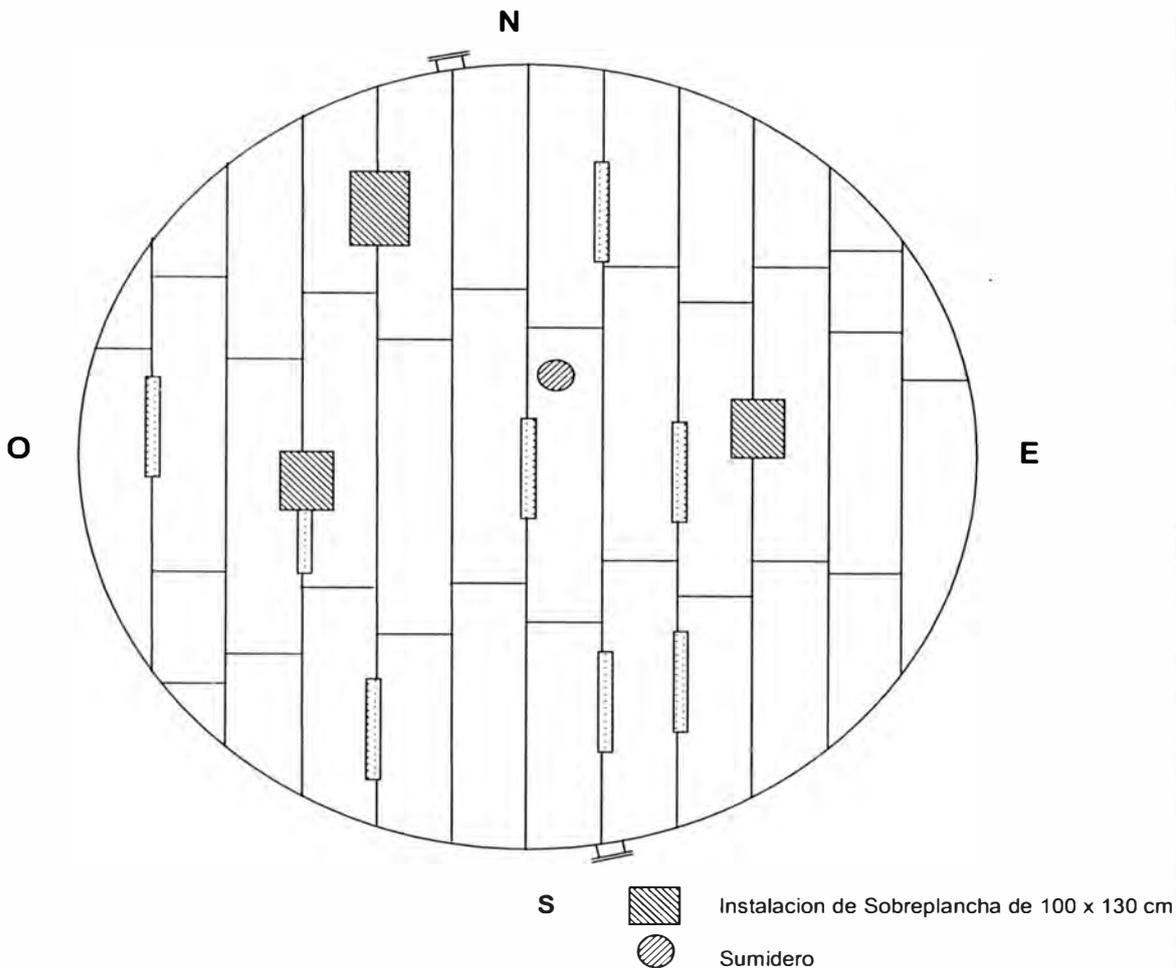
ESPESOR NOMINAL DE LA PLANCHA: 6.35 MM Ò 1/4"

OBSERVACIONES: Durante las pruebas de vacio a los cordones de soldadura, se detecto burbujeo en uno de los cordones en una longitud aproximada de 5 cm.

PETROPERU REFINACION SELVA UNIDAD DE INSPECCION PLANTA DE VENTAS IQUITOS TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE RESIDUAL 63T-12	Equipo Usado	Bomba de vacio	
	Realizado por	Rafael Bucci	May-98
	Preparado Por	Jhonny Coaquira	May-98
	Revisado Por	Jhonny Coaquira	May-98
	Aprobado Por	C. Cevallos	May-98
Plano			

REPORTE DE INSPECCION A LOS CORDONES DE SOLDADURA PRUEBA CON VACIO A LOS CORDONES DE SOLDADURA

EQUIPO: TANQUE DE RESIDUAL 63-T-12	TIPO: VERTICAL TECHO CONICO	DIAMETRO: 13.64 M
UBICACIÓN: Planta de Ventas Iquitos	MOTIVO: Filtracion de Producto	ALTURA: 10.84 M.



ESPESOR NOMINAL DE LA PLANCHA: 6.35 MM Ò 1/4"

OBSERVACIONES: Se detecto una fisura de 5 cm aprox y desgaste en el cordon de la soldadura según esquema
 Se reforzo el cordon de soldadura utilizando un Electrodo E-6012.
 Se coloco sobre Plancha de 30 x 60 cm. X 1/4" de espesor.
 Se reforzaron algunos tramos de soldadura según esquema una longitud de 5.20m.

Características del cordon de la soldadura utilizada en la sobreplancha.

- Tipo de Union traslapada
- Espesor de Plancha 1/4"
- Tamaño del Filete: 1/4"
- Diametro del electrodo 1/4"
- Tipo del Electrodo E6012
- Corriente 300 Amp.
- Numero de pases 1
- Avance 60 Pies/Hora

PETROPERU REFINACION SELVA UNIDAD DE INSPECCION			
	Realizado por	Rafael Bucci	May-98
PLANTA DE VENTAS IQUITOS TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE RESIDUAL 63T-12	Preparado Por	Jhonny Coaquira	May-98
	Revisado Por	Jhonny Coaquira	May-98
	Aprobado Por	C. Cevallos	May-98
	Plano		

Anexo N° 3

Procedimiento de trabajo tratamiento de borra no plomada

1. Retirar la borra existente en el fondo del tanque, depositarla en cilindros y dejarla decantar.
2. Recuperar el hidrocarburo líquido (de la parte superior del cilindro) y retornarlo al proceso.
3. Trasladar el depósito con borra hacia el área de desechos industriales en milla seis. El nivel máximo de la borra contenida en el cilindro será de $\frac{3}{4}$ de altura, además la boca deberá cubrirse para evitar que por accidente se derrame el contenido.
4. En una zona designada por el personal de Protección Ambiental, acondicionar una cama de tierra del lugar de 1 pie de altura.
5. Sobre la cama preparada verter dos partes de borra por una de tierra y mezclar completamente. En consecuencia, la mezcla estará en la proporción de 1 volumen de borra por 2 de tierra.
6. En un área cercana indicada por el personal de Protección Ambiental, excavar una trinchera de 2 MT. de profundidad, las otras dimensiones serán dadas por el personal de Protección Ambiental, las cuales estarán en función del volumen total de la mezcla de borra y tierra. En esta trinchera se colocará arcilla en el fondo y paredes según como se indica en el Plano Petroperú RT-48-A-1344-C.
7. Depositar la mezcla esparciéndola uniformemente en la trinchera hasta alcanzar la altura de 2 MT. A media altura y a ras de la superficie de la trinchera se instalará una tubería agujereada y una chimenea para permitir el escape de los vapores y gases, la que se construirá conforme se indique en los planos Petroperú RT-48-A-1346-B y RT-48-A-1263-B.
8. Se deberá dar un sobre relleno de 0.30 MT. con arcilla (lulita) y otro de 0.50 MT. con tierra limpia del lugar conforme se indica en el plano Petroperú RT-48-A-1346-B. Estos sobre rellenos deberán ser compactados a mano y quedar perfectamente nivelados.

9. Desmarcar con hitos el terreno ocupado (tubería, estacas de madera o piedras), los que deberán pintarse de color blanco.
10. Instalar un letrero metálico fabricado de plancha de acero al carbono de 1/8" de espesor con uno o dos tubos de soporte de 2" ϕ fijarlo mediante una base de concreto en el centro del área ocupada. El letrero indicara el lugar de origen del residuo, volumen (sin considerar el volumen de la tierra de mezcla), compañía que ejecuto el servicio y la fecha de ejecución.

NOTAS ADICIONALES

1. La apertura del tanque y retiro del lodo se hará siguiendo las recomendaciones contenidas en el estándar API RP 2015 "Recommended Practice for Cleaning Petroleum Storage Tanks"
2. El transporte de la borra deberá hacerse tomando todas las previsiones de seguridad. Será responsabilidad del contratista en caso de un eventual derrame y contaminación que pudiera ocurrir durante el transporte. Esta consideración deberá quedar escrita en las cláusulas del contrato.
3. La tierra excedente se esparcirá uniformemente en las zonas bajas de la Etapa N° 2 y restantes del Relleno Industrial (a señalar por el Personal de Protección Ambiental), se compactara a mano y deberá quedar al nivel normal del terreno.
4. Al finalizar el trabajo el área deberá quedar limpia y uniforme, tal como estaba al inicio del mismo. Se deberán tomar precauciones para no deformar o perder las áreas demarcadas, vías de acceso o canaletas de drenaje pluvial si las hubieran.
5. Será responsabilidad del contratista cualquier deterioro o contaminación que se produzca como consecuencia de la labor ejecutada, por lo que deberá corregir la anomalía generada. Esta condición deberá quedar prevista en las cláusulas del contrato.

Anexo N° 4

Procedimiento de trabajo tratamiento de borra plomada

Referencia: Suplemento API RP 2015 A Guide for Controlling The lead hazards Associated with Tank Entry and Cleaning.

1. Separar del lodo toda la fase líquida que sea posible y enviarla nuevamente al proceso.
2. El tratamiento a ser usado será el método de “oreado” o “Intemperización”, el cual permite descomponer el plomo orgánico en plomo inorgánico a niveles que no presentan problemas de contaminación del aire suelo o agua.
3. Para efectuar este tratamiento, retirar la fase sólida a un área previamente determinada en una zona denominada “El Faro”, la ubicación será coordinada con el personal de Protección Ambiental – Dpto. Técnico de Refinería Talara.
4. La zona que se va a utilizar debe cubrirse primero con una lámina de PVC o polietileno de al menos 0.4 mm. De espesor, para evitar que puedan presentarse filtraciones en el suelo.
5. En el área señalada, preparar una “cama” de tierra de 1 pie promedio de espesor, luego depositar el lodo plomado esparcido en una capa de 3 Pulgs. de espesor como máximo. La disposición tendrá una ligera pendiente que permita el drenaje de agua y/o hidrocarburo líquido y un sumidero donde recibir el líquido drenado. El área total a utilizar se determinará por el volumen total del lodo en el tanque.
6. El lodo deberá ser rastillado una vez por semana .
7. Después de cuatro (4) semanas de exposición al aire, tomar muestras del lodo y analizar el contenido de plomo orgánico. Si el contenido de plomo orgánico en el lodo es de 20 ppm. o menos, se considera terminado el proceso, de lo contrario se deberá continuar removiendo y dejar un tiempo más de exposición al aire.

Conseguido este valor estándar se puede tratar el lodo como cualquier residuo industrial no tóxico.

8. Mezclar uniformemente el lodo de la “cama de tierra” y enviarla al área de Relleno Industrial de Milla Seis, donde se confinará conforme al procedimiento seguido para borras no plomadas. La ubicación será indicada por el personal de Protección Ambiental –Dpto. Técnico de Refinería Talara.

NOTAS ADICIONALES

1. La apertura del tanque y retiro del lodo se hará siguiendo las recomendaciones contenidas en el estándar API RP 2015 "Recommended Practice for Cleaning Petroleum Storage Tanks" y su suplemento.
2. Todos los materiales utilizados para el transporte y remoción (contenedores, cilindros arados, rastrillos, palas, etc.) deberán ser metálicos. Luego del uso deberán lavarse con abundante agua.
3. El área de exposición del lodo deberá estar libre, abierta y tener circulación de aire. Es deseable la exposición solar, sin embargo no es necesariamente indispensable.
4. Debe demarcarse el área donde se ha esparcido el lodo y colocar letreros preventivos, prohibiendo el paso o acceso al lugar.
5. El personal que remueve el lodo deberá utilizar ropa adecuada, conforme se hace para el manipuleo de un tanque de almacenamiento de TEL.
6. No es necesario el uso de equipo de respiración a menos que la corriente de aire sea escasa (0 a 8 Km/h). De requerirse equipo espiratorio, puede utilizarse una máscara que cubra totalmente la cara, con filtro apropiado para vapores orgánicos.
7. Durante la labor de retiro de borra plomada del tanque deberán considerarse los siguientes tiempos límites de exposición a los vapores orgánicos plomados (Ref. Occupational Safety and Health standards 1974):

dentro	Resultados en el	tiempo permisible
	Analizador (ug/pie 3)	del tanque por día.
	2	8 hr.
	3	6 hr.
	4	4 hr.
	8	2 hr.

Anexo N° 5

Evaluación de la Cimentación del Tanque

Las causas principales de deterioro de la cimentación son el asentamiento, la erosión, el agrietamiento o el deterioro del hormigón iniciado por: calcinación ataque por agua subterránea, ataque por heladas y ataque por álcalis y ácidos. Pares asegurar la idoneidad del servicio, hay que inspeccionar todas las cimentaciones de los tanques.

A continuación se describen abajo brevemente algunos mecanismos del deterioro del hormigón:

La calcinación (perdida de agua de hidratación) se puede producir cuando el hormigón ha quedado expuesto a una temperatura bastante alta durante un periodo de tiempo. Durante los periodos intermedios de enfriamiento intermedio, el hormigón puede absorber la humedad, dilatarse, perder su resistencia, y agrietarse.

El deterioro del hormigón expuesto a las aguas subterráneas puede estar provocado por ataque químico, por cambios cíclicos de la temperatura y por humedad refrigerante.

La expansión de la humedad por congelación atrapada en los pisos del hormigón, o en hormigón con grietas de asentamiento menores o grietas de temperatura, puede resultar en la fractura y/o desarrollo de graves grietas estructurales.

Álcalis tipo sulfatos, y en una menor extensión, los cloruros pueden actuar como corrosivos para destruir la unión del hormigón.

Las grietas por temperatura (fisuras finas de anchura uniforme) no afectan seriamente la resistencia de la estructura de cimentación del hormigón; sin embargo estas grietas pueden ser puntos de acceso potenciales para la infiltración de la humedad o del agua que podría resultar eventualmente en la corrosión del acero de refuerzo.

Acolchados de hormigón, muros anulares, y muelles, que indiquen la evidencia de desconchado, grietas estructurales, o deterioro general, se repararán para impedir que el agua penetre en la estructura de hormigón y corra el acero de refuerzo.

Anexo N° 6

Practica recomendada NO. SNT-TC-1A

Calificación y Certificación de Personal en Exámenes No-Destructivas.

1.0 Alcance

- 1.1 Esta reconocido que la efectividad de la aplicación de los ensayos no destructivos (END) depende de la capacidad de la persona responsable de ejecutarlos. Esta practica recomendada ha sido preparada para establecer los lineamientos para la calificación y certificación de personal en exámenes no destructivos (END), quienes requieren en sus trabajos específicos un conocimiento apropiado en los principios técnicos básicos de los exámenes no destructivos que ellos ejecutan, atestiguan, monitorean o evalúan.
- 1.2 Este documento proporciona los lineamientos para establecer el programa de calificación y certificación.
- 1.3 Estos lineamientos han sido desarrollados por la American Society For Nondestructive Testing para auxiliar a las empresas a reconocer los factores esenciales a ser considerados en la calificación de los empleados involucrados en cualquiera de los métodos listados en el párrafo 3.
- 1.4 Esta reconocido que estos lineamientos pueden no ser apropiados para ciertas empresas, circunstancias y aplicaciones. En el desarrollo del programa como lo requiere el párrafo 5, la empresa debe revisar estas recomendaciones y modificarlas como sea necesario para cumplir con sus propias necesidades.

2.0 Definiciones

2.1 Los términos incluidos en este documento se definen como sigue:

1. Certificación: testimonio escrito de calificación.
2. Autoridad certificadora: la persona o personas apropiadamente designadas en la práctica escrita para firmar las certificaciones por medio del empleador.
3. Agencia certificadora: el empleador de la persona que será certificada.
4. Examinación a libro cerrado: una examinación administrada sin acceso a material de referencia excepto materiales proporcionado con o en el examen.
5. Comparable: inicia en un nivel equivalente o similar o responsabilidad de examen no destructivo y dificultad como lo determina el nivel III del empleador.
6. Documentado: la condición realizada en una forma escrita
7. Empresa: la corporación, privada o publica que emplea personal por jornada, salario honorarios u otros conceptos.
8. Experiencia: actividades del trabajo completadas en algún método de ensayo no destructivo bajo la dirección de un supervisor calificado incluyendo el desempeño de un método de examen no destructivo y actividades relacionadas pero que no incluyen el tiempo empleado en programas de entrenamiento
9. Organizacionales.

10. Agencia externa: una compañía o individuo quien proporciona servicios de nivel III en pruebas no destructivas y cuyas calificaciones para proporcionar tales servicios han sido revisados por el empleador que contrata a la compañía la o individuo.
11. Calificación: demostración de habilidad entrenamiento, conocimiento y experiencia requerida por el personal para desempeñar adecuadamente sus obligaciones en un trabajo específico.
12. Practica recomendada: una serie de lineamientos para auxiliar al las empresas en el desarrollo del procedimiento para la calificación y certificación del personal en exámenes no destructivos que satisfaga los requerimientos específicos de la empresa.
13. Entrenamiento: programa organizado y desarrollado para impartir los conocimientos y habilidades necesarias para la calificación.

3.0 Métodos de Exámenes NoDestructivos.

3.1 La calificación y certificación de personal de exámenes no destructivos de acuerdo con esta práctica es aplicable a cada uno de los siguientes métodos:

Examen de Emisión Acústica	AE
Examen de Electromagnetismo	ET
Examen de Fuga	LT
Examen por Líquidos Penetrantes	PT
Examen por Partículas Magnéticas	MT
Examen de Radiografía Neutrónica	NRT
Examen por Radiografía	RT
Examen Térmico/Infrarrojo	TIR
Examen por Ultrasonido	UT
Examen de Análisis de Vibraciones	VA
Examen Visual	VT

4.0 Niveles de Calificación

- 4.1. Existen tres niveles básicos de calificación estos pueden ser subdivididos por la empresa para situaciones específicas donde se consideren necesarios niveles adicionales de habilidad y responsabilidad.
- 4.2. Durante el proceso de calificación y certificación el individuo será considerado como aprendiz, el cual debe trabajar con una persona certificada y no debe realizar, interpretar o evaluar o reportar los resultados de un examen en forma independiente.
- 4.3. Los tres niveles básicos de calificación son como sigue:

1. NDT Nivel I. Una persona la cual debe ser nivel I estará calificada para ejecutar adecuadamente calibraciones, exámenes y evaluaciones específicas de aceptación o rechazo de acuerdo con instrucciones escritas y registro de resultados.

El nivel I debe recibir la instrucción o supervisión necesaria de una persona certificada a nivel II o III.

2. NDT Nivel II. Una persona de nivel II estará calificada para ajustar y calibrar el equipo e interpretar y evaluar los resultados con respecto a los códigos aplicables, estándares y especificaciones. El nivel II debe estar familiarizado con el alcance y limitaciones del método para el cual está calificado y tendrá

asignada la responsabilidad del entrenamiento y guía sobre el trabajo de los aprendices y niveles I. El nivel II debe ser capaz de preparar instructivos, organizar y reportar los resultados.

3. NDT Nivel III. Un nivel III será capaz de establecer técnicas y procedimientos, interpretar códigos, estándares, especificaciones y procedimientos y designará método, la técnica procedimiento a ser usado.

Es responsable de los exámenes no destructivos en el método en que está calificado y que le fue asignado y debe ser capaz de interpretar y evaluar los resultados de acuerdo con códigos, estándares y especificaciones. El nivel III debe tener respaldo práctico en materiales utilizados, fabricación y tecnología del producto para

establecer técnicas y auxiliar a establecer criterios de aceptación cuando no existan.

El nivel III debe estar familiarizado con otros métodos de examen no destructivos, como lo demostrado en la examinación básica de nivel III preparado por ASNT o cualquier otro.

El nivel III en el método en el cual ha sido certificado, debe estar capacitado para entrenar y examinar al personal a nivel I y II para su certificación en aquel método.

5.0 Programa Escrito

- 5.1 La empresa debe establecer un programa por escrito para el control y administración del entrenamiento, examen y certificación del personal en exámenes no destructivos.
- 5.2 El programa de la empresa debe describir la responsabilidad de cada nivel de certificación para determinar la aceptabilidad de materiales o componentes de acuerdo con códigos aplicables, estándares, especificaciones procedimientos.
- 5.3 El programa de la empresa deberá describir los requerimientos de cada nivel de certificación en entrenamiento, experiencia examinación.
- 5.4 El programa de la empresa deberá mantenerse en sus archivos.

6.0 Requerimientos de Educación, Entrenamiento y Experiencia para la Calificación Inicial.

- 6.1 El personal considerado para certificarlo en exámenes no destructivos debe tener suficiente educación, entrenamiento y experiencia que asegure el entendimiento de los principios y procedimientos de las áreas de examen en las cuales son considerados para certificación.

La documentación de certificación anterior puede ser utilizada por la empresa como evidencia de calificación para un nivel de certificación equivalente.

- 6.2 Entrenamiento documentado y/o experiencia ganada en posiciones y actividades equivalentes a los niveles I y II y/o III antes del establecimiento del programa escrito puede ser utilizado para satisfacer el criterio del párrafo 6.3.
- 6.3 Para considerar a una persona para certificación debe satisfacer uno de los siguientes criterios para el nivel aplicable.

1. Niveles I y II- La tabla 6.3.1. A Lista los factores a ser considerados para el entrenamiento y experiencia por la empresa al establecer su programa escrito para la calificación inicial de los niveles I y II.

Tabla 6.3.1 B lista alterna de factores de entrenamiento y experiencia los cuales pueden ser considerados por la empresa en el establecimiento de su programa escrito para la calificación inicial de personal nivel I y II.

2. Nivel III
 - a. Ser graduado de universidad o colegio de un mínimo de 4 años con grado de ingeniería o ciencias, más un año de experiencia en exámenes no destructivos desarrollando funciones comparables a las de nivel II en el método aplicable o
 - b. Haber terminado al menos dos años de estudio en ingeniería o ciencias en una universidad, colegio o escuela técnica más dos años de experiencia en actividades comparables a las de nivel II en el método aplicable.
 - c. Tener cuatro años de experiencia en actividades comparables a las de nivel II en el método aplicable.

Los requerimientos de nivel III indicados en los puntos a, b y c arriba descritos pueden ser parcialmente reemplazados por experiencia como nivel II certificado o en actividades comparables a las del nivel II en otros métodos listados en el párrafo 3 como se defina en el programa escrito de la empresa.

7.0 Programas de entrenamiento

- 7.1 El personal considerado para certificación debe tener suficiente entrenamiento para que se familiarice con los principios y prácticas en el método específico y en el nivel de certificación deseado y aplicable a las prácticas a ser usadas y los productos a ser probados.
- 7.2 El programa de entrenamiento debe incluir exámenes suficientes que aseguren que la información necesaria ha sido comprendida.
- 7.3 Los lineamientos recomendados para los cursos de entrenamiento de personal a nivel 1, 11 y 111, las referencias recomendadas pueden ser usados como una fuente de material técnico, indicados en la sección de cursos de esta práctica recomendada.
- 7.4 La empresa que contrate servicios de entrenamiento externo es responsable de asegurar que dichos servicios cumplan con los requerimientos de su programa escrito de calificación y certificación de personal de END.

8.0 Examinaciones

8.1 Administración y Calificación

1. El nivel III o su representante designado será responsable de administrar y calificar los exámenes en las secciones 8.3 a 8.8 para personal de niveles 1, 11 y III en Examinaciones no destructivas, la administración y calificación de los exámenes puede ser delegada a un representante del nivel III y así registrado. La administración y calificación de los exámenes de un nivel III indicadas en el punto 8.8 puede ser calificada por el representante designado por la empresa.

2. Para personal nivel I y II, la calificación compuesta deberá ser determinada por el promedio simple de los resultados de los exámenes en general, específico y práctico. Para el personal nivel III, la calificación compuesta deberá ser determinada por el simple promedio de los resultados de los exámenes básicos, método y específico descrito a continuación.
3. La calificación compuesta aprobatoria del examen administrado deberá ser al menos del 80% con una calificación individual mayor al 70% en los exámenes general, específico y práctico.
4. Cuando la examinación es administrada y calificada por una agencia externa y esta solo presenta reporte de aprobación o falla. Entonces la empresa puede aceptar calificación de pase como 80% para esa examinación particular.
5. La empresa que utilice servicios externos es responsable de asegurar que los servicios de examinación cumplen con su programa escrito de calificación certificación de personal EN D de la empresa.

8.2 Examen de vista

1. Exactitud de visión cercana. El examen deberá asegurar que la agudeza cercana normal o corregida y al menos con un ojo es tal que la persona sea capaz de leer un mínimo de Jaeger 20 letras equivalentes en tipo y tamaño a una distancia de no menor de 12" (30.5 cm) sobre una tabla Jaeger. La habilidad para percibir un Ortho-Rather mínimo de 8 o una trayectoria similar de prueba es también aceptable. Este examen deberá ser administrado anualmente
2. Diferenciación de color y contraste. La examinación deberá demostrar la capacidad de distinguir y diferenciar contrastes entre los colores utilizados en el método determinado por el empresario. Este examen deberá ser aplicado en la certificación inicial y a intervalos de tres años.

8.3 General (escrita-para nivel I y II)

1. El examen general será relacionado a los principios básicos del método aplicable.
2. En la preparación del examen el nivel III debería seleccionar series de preguntas adecuadas que cubran al método aplicable y el grado requerido y a los requerimientos de la empresa documentados en su programa escrito de calificación y certificación de personal de END.
3. Ver el apéndice para ejemplo de las preguntas de examen.
4. El número mínimo de preguntas las cuales debería aplicarse será como sigue:

Método de Prueba	Numero de Preguntas Nivel II	Numero de Preguntas Nivel I
Examen de Emisiones Acústicas	40	40
Examen de Electromagnetismo	40	40
Examen de fuga	20	20
Examen de Líquidos penetrantes	30	30
Examen de Partículas magnéticas	30	30
Examen de radiografía neutrónica	40	40
Examen de radiografía	40	40
Examen térmico/infrarrojo	40	40
Examen ultrasónico	40	40
Examen de análisis de vibraciones	40	40
Examen visual	30	30

8.4 Especifico (Escrito- nivel I y II)

1. El examen específico cubrirá el equipo procedimientos de operación y las técnicas de prueba que el aspirante pueda encontrar durante sus funciones específicas en el grado requerido por el programa escrito de calificación y certificación de personal de END de la empresa.
2. La examinación específica cubrirá también las especificaciones o códigos y criterios de aceptación usados por la empresa y sus procedimientos de exámenes no destructivos.
3. El número mínimo de preguntas las cuales debería aplicarse será como sigue:

Método de Prueba	Numero de Preguntas Nivel II	Numero de Preguntas Nivel I
Examen de Emisiones Acústicas	20	20
Examen de Electromagnetismo	20	20
Examen de fuga		
1. Examen de bulbo	15	15
2. Fuga de presión absoluta (Cambio de presión)	15	15
3. diodo de halógeno	15	15
4. Espectrómetro de masa	15	15

Examen de Líquidos penetrantes	20	15
Examen de Partículas magnéticas	20	15
Examen de radiografía neutrónica	15	15
Examen de radiografía	20	20
Examen térmico/infrarrojo	20	20
Examen ultrasónico	20	20
Examen de análisis de vibraciones	20	20
Examen visual	30	30

8.5 Practico (para nivel I y II).

1. El candidato mostrara familiaridad con la operación de los equipos de prueba necesaria y registrara y analizara la información resultante en el grado requerido.
2. Al menos un espécimen de prueba seleccionado será inspeccionado y los resultados de la prueba serán analizados por el candidato.
3. La descripción del espécimen, el procedimiento de prueba incluyendo los puntos de inspección y los resultados del examen serán documentados.
4. END examen practico nivel I. Habilidad deberá ser demostrada en el desempeño del método aplicable en una o más muestras aprobadas por el END nivel III y una evaluación de los resultados con el grado de responsabilidad como se indica en el programa escrito de calificación y certificación de personal de END de la empresa. Al menos 10 diferentes puntos de verificación requerirán un entendimiento de las variables de la prueba y los requerimientos del programa escrito de calificación y certificación de personal de la empresa deberán incluirse en este examen práctico.
5. END examen practico nivel II. La habilidad deberá ser demostrada en la selección y desarrollo de la técnica de END aplicable con el método interpretación y evaluación de resultados en una o más muestras aprobadas por el END nivel III. Al menos 10 diferentes puntos de verificación requerirán un entendimiento de las variables del método de END y los requerimientos del procedimientos de END de la empresa deberán ser incluidos en este examen práctico.

8.6 Ejemplos de preguntas para el examen general son mostrados por separado en el cuadernillo de preguntas el cual puede ser obtenido en las oficinas generales de ASNT. Estas preguntas son solo ejemplos y no deberían ser utilizadas para exámenes de calificación. La siguiente es una lista de los cuadernillos:

Método de Prueba	Cuadernillo de preguntas
Examen de Emisiones Acústicas	G*
Examen de Electromagnetismo (Corrientes de eddy y fuga de campo)	E
Examen de fuga	

1. Prueba de burbuja	HB
2. Medición de cambio de presión	HP
3. Diodo de Halógeno	HH
4. Espectrómetro de masa	HM
Examen de Líquidos penetrantes	D
Examen de Partículas magnéticas	B
Examen de radiografía neutrónica	F
Examen de radiografía	A
Examen térmico/infrarrojo	J*
Examen ultrasónico	C
Examen de análisis de vibraciones	K*
Examen visual	I*

8.7 Todos exámenes escritos de nivel I, II y III serán a libro cerrado excepto que sean necesarios datos como: gráficas, tablas, especificaciones, procedimientos, códigos etc., Pueden ser proporcionados con o dentro del examen. Las preguntas utilizadas como material de referencia deberían requerir un entendimiento de la información más que solo la localización de la respuesta correcta. Todas las preguntas utilizadas en exámenes de nivel I y II deberían ser aprobadas por el nivel III responsable.

8.8 EN D exámenes de nivel III

1. Examen básico (requerido solo cuando más de un método de examinación se realiza). El mismo número de preguntas las cuales deberán ser tomadas serán como sigue:
 - Quince (15) preguntas relacionadas al entendimiento del documento SNT-TC-1a.
 - Veinte (20) preguntas relacionadas a los materiales aplicables, fabricación y tecnología de materiales.
 - Veinte (20) preguntas que sean similares a las preguntas de nivel II publicadas de otros métodos de END.
2. Examen de método (para cada método).
 - treinta (30) preguntas relacionadas a los fundamentos y principios que sean similares a las publicadas por ASNT para nivel III de cada método y
 - quince (15) preguntas relacionadas a la aplicación y establecimiento de técnicas y procedimientos que sean similares a las publicadas por ASNT de nivel III para cada método Y
 - veinte (20) preguntas relacionadas a la capacidad de interpretar códigos, Standard y especificaciones relacionadas al método.

3. Examen específico (para cada método).

Veinte (20) preguntas relacionadas a especificaciones, equipos técnicos y procedimientos aplicables a los productos y métodos de la empresa y a la administración del programa escrito de calificación y certificación de END de la empresa.

La empresa puede prescindir del examen específico si el candidato posee un certificado de ASNT nivel III en el método y si existe evidencia documentada de experiencia que incluya la preparación de procedimientos de END de acuerdo a códigos, especificaciones y estándares y la evaluación de resultados

4. El personal que posea un certificado de nivel III por ASNT cumple los criterios de examinación descritos en los puntos 8.8 (1) y 8.8 (2) para cada método de END aplicable.

8.9 Reexaminación.

Aquellos que fallen en la calificación requerida deberán esperar al menos 30 días o recibir entrenamiento adicional como sea determinado por el nivel III en END antes de la Reexaminación.

9.0 Certificación

9.1 La certificación de todos los niveles de exámenes no destructivos es responsabilidad de la empresa

9.2 La certificación del personal de END será basada en la demostración de calificaciones satisfactorias de acuerdo con las secciones 6,7 y 8 y como lo indica la práctica escrita de la empresa.

9.3 A opción de la empresa, una agencia externa puede proporcionar los servicios de END nivel III en cuyo caso la responsabilidad de certificación es retenida por la empresa.

9.4 Los registros de certificación del personal serán mantenidos por la empresa y deberán incluir lo siguiente:

1. Nombre del individuo certificado
2. Nivel de certificación y método de END
3. Escolaridad y experiencia de individuos certificados
4. Una declaración indicando la terminación satisfactoria del entrenamiento de acuerdo con la práctica escrita de la empresa
5. Resultados de los exámenes físicos descritos en el punto 8.2 para el periodo de certificación vigente
6. Evidencia de la acreditación al término de las examinaciones
7. Otras evidencias disponibles de la calificación satisfactoria cuando tal calificación sea usada en lugar de la examinación específica indicada en 8.8.3 (b) o descrita en la práctica escrita de la empresa.
8. Calificación o calificaciones o evidencia de las mismas

9. Fecha de certificación y/o Recertificación y la fecha de asignación a END
10. Firma de la persona que la empresa designe como representante.

9.5 Recertificación

1. Todos los niveles de END serán recertificados periódicamente de acuerdo con uno de los siguientes criterios:
 - Evidencia de desempeño continuo satisfactorio
 - Reexaminación en aquellas partes de la examinación en la sección 8 necesaria indicada por el nivel III EN D de la empresa.
2. Los intervalos máximos de Recertificación son:
 - nivel I y II - 3 años
 - nivel III - 5 años
3. El personal de END puede ser reexaminado en cualquier tiempo a discreción de la empresa de mantener su certificación o ser revocarla.
4. La práctica escrita de la empresa deberá incluir reglas que cubran la duración de interrupción de desempeño que requieran Reexaminación y Recertificación.

10.0 Terminación

- 10.1 La certificación de la empresa será revocada cuando la relación laboral se termine.
- 10.2 El personal certificado como nivel I, II y III cuya certificación ha sido terminada puede ser certificado en su nueva empresa contratante basado en exámenes, como lo describe la sección 8, cuando las siguientes condiciones sean cumplidas por la nueva empresa:
 1. se tienen pruebas de su certificación anterior
 2. La demostración de la capacidad en la cual fue certificado a seis meses de terminación.
 3. El personal será recertificado en un periodo no mayor a seis meses de la terminación de la certificación
 4. Antes de ser examinado para certificación, el empleado no cumple con el requerido en los puntos 1, 2,3 y 4 anteriores el individuo debería recibir entrenamiento adicional apropiado por un nivel III en END.

Tabla 6.3.1^a Entrenamiento Inicial Recomendado y Niveles de Experiencia

		Entrenamiento Inicial (Horas)			
				La terminación por lo menos de dos años de ingeniería o ciencias en una universidad o colegio técnico	
Metodo	Nivel	Técnica	Graduado de Colegio o Equivalente	colegio técnico	Nivel de Experiencia** (Meses)
AE	I		40	32	3
	II		40	40	9
ET	I		40	24	3
	II		40	40	9
LT	I	BT	2	2	*
		BT	4	2	0.5
	II	PCT	24	16	1.5
		PCT	16	12	4
	I	HDL T	12	8	1.5
		HDL T	8	6	4
II	MSL T	40	28	4	
	MSL T	24	16	6	
MT	I		12	8	1
	II		8	4	3
NRT	I		28	20	6
	II		40	40	24
PT	I		4	4	1
	II		8	4	2
RT	I		39	29	3
	II		40	35	9
TIR	I		40	36	3
	II		40	35	18
UT	I		40	30	3
	II		40	40	9
VA	I		24	24	6
	II		80	56	24
VT	I		8	4	1
	II		16	8	2
Técnicas :		BT=	Prueba de Burbuja		
		PCT=	Prueba de cambio de presión		* = 2 Horas
		HDLT=	Prueba de Diodo de Halógeno		** = Experiencia en tiempo de trabajo
		MSLT=	Prueba de Espectometro e Masa		por Nivel.
Notas :					
(1) Para certificación de nivel II, la experiencia consistirá del tiempo de nivel I o equivalente. Si la persona esta siendo calificada directamente a nivel II sin el nivel I, la experiencia requerida consistirá de la suma de los tiempos requeridos de nivel I y II y el tiempo de entrenamiento será la suma de horas del tiempo requerido par nivel I y nivel II.					
(2) Las horas de entrenamiento listadas pueden ser ajustadas a lo indicado en el programa de la empresa Dependiendo del nivel de educación del candidato, por ejemplo, secundaria, preparatoria o ingeniería.					
(3) La experiencia inicial puede ser obtenida simultáneamente en dos o mas métodos si : a) El candidato utiliza un mínimo del 25% del tiempo laboral en cada método en el cual se certificara, y b) Recordar que el tiempo de trabajo de experiencia es obtenido en una actividad relacionada a END.					
(4) El entrenamiento será de acuerdo a los lineamientos del programa escrito de la empresa.					

Tabla 6.3.1 B Entrenamiento Alterno Inicial Recomendado y Niveles de Experiencia

Entrenamiento Inicial (Horas)									
La terminación por lo menos de dos años de Ingeniería o ciencias en una universidad o colegio técnico									
Graduado de Colegio o colegio técnico									
Nivel de Experiencia**									
Metodo	Nivel	Técnica	Equivalente				(Meses/ Hora)		
AE	I		40		32		3/210		
	II		40		40		9/630		
ET	I		40		24		3/210		
	II		40		40		9/630		
LT	I	BT	2		2		1/3		
		BT	4		2		0.5/3.5		
	II	PCT	24		16		1.5/1.5		
		PCT	16		12		4/280		
	I	HDLT	12		8		6/420		
		HDLT	8		6		2556 9		
II	MSLT	40		28		4			
	MSLT	24		16		6			
MT	I		12		8		1/70		
	II		8		4		3/210		
NRT	I		28		20		6/420		
	II		40		40		24/1680		
PT	I		4		4		1/70		
	II		8		4		2/140		
RT	I		39		29		3/210		
	II		40		35		9/630		
TIR	I		40		36		3/210		
	II		40		35		18/1260		
UT	I		40		30		3/210		
	II		40		40		9/630		
VA	I		24		24		6/420		
	II		80		56		24/1680		
VT	I		8		4		1/70		
	II		16		8		2/140		
Técnicas :		BT =	Prueba de Burbuja						
		PCT=	Prueba de cambio de presión						
		HDLT=	Prueba de Diodo de Halógeno						
		MSLT=	Prueba de Espectometro e Masa						
* = 2 Horas									
** = Experiencia en tiempo de trabajo por Nivel.									

Anexo N° 7

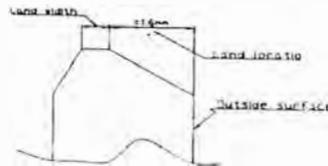
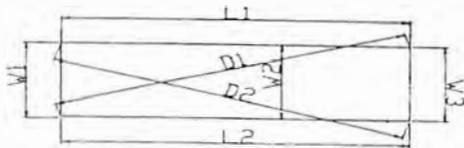
Verificación dimensional de las planchas

PLATE DIMENSIONS REPORT

PDM P.O. NO. 49011701 PDM CONTRACT 49011C
 SUPPLIER PDM/CALLAO, PERU MATERIAL GRADE/SPEC. A573-70
 SUPPLIER CONTRACT 95741 MATERIAL IS ACCEPTABLE-SIGN and DATE 26.02.01 *Juana R*

RR/POS	HEAT/SLAB NO.	DIMENSIONS							BEVEL / LAND LOC	
		11050 L1 ±1.6	11050 L2 ±1.6	11434 D1 ±3.1	11434 D2 ±3.1	2940 W1 ±1.6	2940 W2 ±1.6	2940 W3 ±1.6	vertical square	grth 4mm ±1.6
37	49034-21-12	11050	11050	11434	11434	2940	2940	2940	not	4.0
37	49034-13-11	11050	11050	11434	11434	2940	2940	2940	not	4.0
37	49034-11-11	11050	11050	11434	11434	2940	2940	2940	not	4.0
37	49034-24-12	11050	11050	11434	11434	2940	2940	2940	not	4.0

Note: All dimensions are to be measured and recorded prior to forming.



PRESENCIADO ENSAYO
 REVISADO DOCUMENTO
 FECHA 11/06/07
 INSPECTOR *[Signature]*

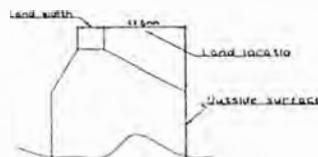
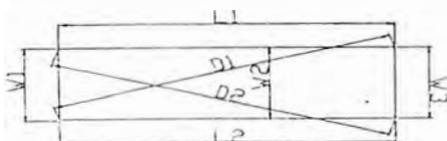
RAUTARUUKKI STEEL

PLATE DIMENSIONS REPORT

PDM P.O. NO. 49011701 PDM CONTRACT 49011C
 SUPPLIER PDM/CALLAO, PERU MATERIAL GRADE/SPEC. A573-70
 SUPPLIER CONTRACT 95741 MATERIAL IS ACCEPTABLE-SIGN and DATE 26.2.01 *Juana R*

R/POS	HEAT/SLAB NO.	DIMENSIONS							BEVEL / LAND LOC	
		11050 L1 ±1.6	11050 L2 ±1.6	11434 D1 ±3.1	11434 D2 ±3.1	2940 W1 ±1.6	2940 W2 ±1.6	2940 W3 ±1.6	vertical square	grth 6mm ±1.6
35	49032-51-11	11050	11050	11434	11434	2940	2940	2940	not	6.0
35	49032-12-12	11050	11050	11434	11434	2940	2940	2940	not	6.0
35	49032-41-12	11050	11050	11434	11434	2940	2940	2940	not	6.0
35	49032-43-11	11050	11050	11434	11434	2940	2940	2940	not	6.0

e. All dimensions are to be measured and recorded prior to forming



PRESENCIADO ENSAYO
 REVISADO DOCUMENTO
 FECHA 11/06/07
 INSPECTOR *[Signature]*

RAUTARUUKKI STEEL

REGISTRO DE SOLICITUDES DE TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS					
<p>TIPO DE EXAMEN</p> <p>RADIOGRÁFICO PRUEBA DE VACIO LIQUIDO PENETRANTE..... ENSAYO DE DUREZA PARTICULAS MAGNETICAS..... CALIBRACIÓN DE ESPESORES.....</p> <p>DATOS PARA EL EXAMEN</p> <p>UBICACIÓN</p> <p>PROCEDIMIENTO DE INSPECCION</p> <p>No</p>					
SOLDADURA No	CODIGO SOLDADOR	FECHA END	SOLDADURA No	CODIGO SOLDADOR	FECHA END

ESTADÍSTICA DE DEFECTOS DE RADIOGRAFIAS RECHAZADAS		
CONTRATISTA		
EQUIPO INSPECCIONADO		UBICACION
NUMERO DE SOLDADURAS A TOPE RADIOGRAFIADAS	NUMERO DE SOLDADURAS A TOPE RECHAZADAS	PORCENTAJE DE RECHAZADAS
CLASIFICACION DE DEFECTOS RECHAZABLES		
TIPO DE DEFECTO		CANTIDAD
POROSIDAD		
INCLUSIONES DE ESCORIA		
FALTA DE FUSION		
PENETRACION INCOMPLETA		
GRIETAS		
SOCAVACION		
EXCESO DE PENETRACION		
QUEMONES O CRATERES		
DEFECTOS MULTIPLES		

BIBLIOGRAFIA

- API Norma 653
Inspección, Reparación, Alteración, y Reconstrucción de tanques
Tercera edición Diciembre de 2001.
- API Norma 2015
Los requisitos para el Ingreso y Limpieza Segura de Tanques de Almacenamiento de Petróleo
Sexta edición Agosto de 2001.
- API Norma 650
Tanques de Acero Soldados para el Almacenamiento de Aceite
Décima edición Noviembre de 1998
- API Publicación 327
Norma para los tanques de almacenamiento sobre tierra: Una Guía didáctica
Setiembre de 1994
- The National Fire Protection Association (NFPA 30)
Código de Líquidos Inflamables y Combustibles.
Edición 1996
- 2001 ASME Boiler & Pressure Vessel CODE IX Welding and Brazing Qualifications.
Edición 2001
- Procedimiento de emisión de Permisos de trabajo en la Refinería la Pampilla.
Revisión Agosto 2001.
- Ensayos de los Materiales
Autor: AARON HELFGOT/ Editorial CAPELUSZ / Año 1979.
- Seminario: Diseño, Construcción y Mantenimiento de Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos
Talara, octubre del 2001
- La Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221
- Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por D.S. N° 046-93-EM
- Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos aprobado por D.S. N° 051-93-EM
- Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos aprobado por D.S. N° 052-93-EM
- Reglamento de Seguridad para Establecimientos de Venta al Público de Combustibles Derivados de Hidrocarburos aprobado por D.S. N° 054-93-EM
- Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos aprobado por D.S. N° 055-93-EM.