

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

ELABORACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA CERTIFICACIÓN DE TANQUES ATMOSFÉRICOS PARA ALMACENAMIENTO DE CRUDO

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

LUIS FERNANDO CAJAS CELORIO

PAÚL ROLANDO MUGLISA PACHACAMA

DIRECTOR: ING.MDI. CARLOS BALDEÓN

Quito, Julio 2007

DECLARACIÓN

Nosotros, Luis Fernando Cajas Celorio y Paúl Rolando Muglisa Pachacama, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Luis Fernando Cajas Celorio

Paúl Rolando Muglisa Pachacama

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Fernando Cajas Celorio y Paúl Rolando Muglisa Pachacama, bajo mi supervisión.

Ing. MDI.Carlos Baldeón
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por ser el pilar fundamental donde me he apoyado todos estos años.

A Paúl, por su incondicional ayuda en el desarrollo de este proyecto, por brindarme su amistad sincera y sobre todo ser un gran ser humano.

A la Facultad de Ingeniería Mecánica por haber permitido desarrollarme como profesional y conocer a excelentes amigos en el transcurso de mi carrera.

A todas las personas que directa o indirectamente aportaron para que este proyecto se pueda realizar.

Fernando.

A mi familia quien me ha apoyado a lo largo de mi carrera universitaria, a Fernando mi compañero de tesis con quien logramos una amistad de hermanos y logramos hacer un buen grupo de trabajo, a nuestro director de tesis el Ingeniero Carlos Baldeón por su guía acertada durante el desarrollo del proyecto, a mi padre y su familia por preocuparse de mi persona, a mis amigos con quienes pasamos buenos y malos momentos con quienes nos dimos a conocer en Mecánica como "Galarga" encabezado por Luis, a los Ingenieros que nos impartieron conocimientos en el transcurso de la carrera, al personal administrativo en especial a la Sra. Laura Paredes, Sra. Gloria Castellanos, Sra. Adriana Pavón, Sra Edith, Ing. Carlos Díaz, a los Ingenieros externos a la Carrera quienes nos dieron su ayuda desinteresada Ing. Robin Erazo, Ing. Juan Flores y a las personas que de una u otra manera han estado presentes en nuestras vidas gracias

Paúl.

DEDICATORIA

A Dios por permitirme terminar mi carrera y concederme una familia excepcional, mis padres Rosita y Luis que han estado conmigo apoyándome en cada instante de mi vida, mis hermanos por darme ánimos para seguir hacia adelante, mi esposa Lucy por estar conmigo y confiar en mí en todo momento. A Nathalia mi hija, lo más sublime que pude haber procreado; te amo.

Fernando

A mis Padres: Angelita y Dimas quienes fueron el pilar fundamental para llegar a estas instancias de mi vida, mi abuelita Teresa por cuidar de mi infancia, mis hermanos con quien he compartido gratos momentos y sobre todo a Dios por permitirme estar aquí.

Paúl.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
RESUMEN.....	XV
PRESENTACIÓN.....	XVI
CAPÍTULO I	1
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	1
1.1 GENERALIDADES.....	1
1.1.1 TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO.....	2
1.1.1.1 Tanques Atmosféricos de Techo flotante.	3
1.1.1.2 Tanques Atmosféricos de Techo Fijo	5
1.1.2 SISTEMAS CONSTITUTIVOS PRINCIPALES.....	7
1.1.2.1 Sistemas de Tuberías.....	7
1.1.2.2 Sistemas de Venteo y Alivio de Presión.	8
1.1.2.3 Sistemas de Protección Contra la Corrosión.....	9
1.1.2.4 Sistema de Acceso al Tanque.....	9
1.1.2.5 Sistemas Contra Incendios.....	9
1.1.3 NORMAS DE REFERENCIA.....	10
1.2 INVENTARIO DE TANQUES ATMOSFÉRICOS PARA ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL PAÍS.....	11
1.2.1 ZONIFICACIÓN.....	11
1.2.2 CLASIFICACIÓN DE TANQUES ATMOSFÉRICOS EN EL ECUADOR.	12
CAPÍTULO II	17
GENERALIDADES DEL DISEÑO DE TANQUES ATMOSFÉRICOS.	17
2.1 MATERIALES	17
2.1.1 MATERIALES PARA EL CUERPO DEL TANQUE.	18

2.1.2 MATERIALES PARA TECHOS.....	20
2.1.3 MATERIALES PARA PERFILES ESTRUCTURALES.	21
2.1.4 MATERIALES PARA ACCESORIOS.....	21
2.1.4.1 Tubería.	21
2.1.4.2 Bridas.	22
2.1.4.3 Pernos.	22
2.1.4.4 Electrodo para Soldaduras.....	22
2.2 SOLDADURA EN TANQUES ATMOSFÉRICOS.....	23
2.2.1 JUNTAS.	24
2.2.1.1 Juntas Verticales en el Cuerpo del Tanque.	24
2.2.1.2 Juntas Horizontales en el Cuerpo del Tanque.....	25
2.2.1.3 Juntas Soldadas a Traslape en el Fondo del Tanque.....	26
2.2.1.4 Juntas Soldadas a Tope en el Fondo del Tanque.	26
2.2.1.5 Juntas en la Plancha Anular del Fondo.	27
2.2.1.6 Soldaduras de Filete entre el Cuerpo y Fondo del Tanque.....	27
2.2.1.7 Juntas en las Vigas de Refuerzo.	28
2.2.1.8 Juntas Angulo Superior y Techo.....	29
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL DISEÑO DE TANQUES.	30
2.3.1 CAPACIDAD DEL TANQUE.....	30
2.3.2 SELECCIÓN DE MATERIALES.....	32
2.3.3 CÁLCULO DE ESPESORES.	32
2.3.3.1 Cálculo de Espesores para el Fondo.....	32
2.3.3.2 Cálculo de Espesores para el Cuerpo.	34
2.3.3.2.1 Método fijo o de un pie:.....	36
2.3.3.2.2 Método del punto variable.....	38
2.3.3.3 Cálculo de Espesores para las Planchas del Techo.....	41
2.3.4 ACCESORIOS.	42
2.3.4.1 Manhole.....	42
2.4 PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.	46
2.4.1 CORROSIÓN.	46
2.4.1.1 Corrosión Externa.....	48
2.4.1.2 Corrosión por Pérdida de Corriente	49
2.4.1.3 Corrosión Galvánica.	50

2.4.1.4 Corrosión Interna	51
2.4.2 PROTECCIÓN CATÓDICA	52
2.4.2.1 Sistemas Galvánicos.	52
2.4.2.1.1 Ventajas del sistema galvánico.....	53
2.4.2.1.2 Desventajas del sistema galvánico.....	54
2.4.2.2 Sistemas de Corriente Impresa.	54
2.4.2.2.1 Ventajas de los sistemas de corriente impresa.....	55
2.4.2.2.2 Desventajas de los sistemas de corriente impresa.....	55
2.4.2.2.3 Rectificadores de protección catódica.	56
 CAPITULO III	 57
PARÁMETROS DE EVALUACIÓN PREVIOS A LA CERTIFICACIÓN.....	57
3.1 MATERIALES Y DISEÑO.....	57
3.2 INSPECCION VISUAL	57
3.2.1 DISCONTINUIDADES.....	58
3.2.1.1 Parámetros de aprobación.....	58
3.2.1.2 Parámetros de reparación.	59
3.2.2 COMPONENTES DEL TANQUE Y EQUIPO AUXILIAR.....	59
3.2.2.1 Parámetros de aceptación o rechazo y reparación.....	59
3.3 PRUEBA DE REDONDEZ.....	60
3.3.1 PARÁMETROS DE ACEPTACIÓN, RECHAZO Y REPARACIÓN....	60
3.3.2 EFECTOS DE FUERA DE REDONDEZ.	61
3.4 PRUEBA DE VERTICALIDAD.....	61
3.4.1 PARÁMETROS DE APROBACIÓN O RECHAZO.	61
3.5 PRUEBA EN VACÍO.....	62
3.5.1 PARÁMETROS DE APROBACIÓN O RECHAZO.	62
3.6 PRUEBA DE MEDICIÓN DE ESPESORES.	62
3.6.1 VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	63
3.6.2 VIDA ÚTIL.	63
3.6.3 MEDICIÓN EXTERNA.	64
3.6.4 MEDICIÓN INTERNA.....	64
3.6.4.1 Puntos de Medición.	66

3.6.5 PARÁMETROS DE APROBACIÓN, RECHAZO Y REPARACIÓN. .	68
3.6.5.1 Paredes	68
3.6.5.2 Fondo.	69
3.6.5.3 Techo.....	71
3.7 PRUEBA HIDROSTÁTICA.....	71
3.7.1 COMPORTAMIENTO ESTRUCTURAL.	72
3.7.2 ANÁLISIS DE LA MECÁNICA ESTRUCTURAL.....	72
3.7.2.1 Esfuerzo Máximo.	72
3.7.2.2 Deformación.	72
3.7.2.3 Elongación.....	73
3.7.2.3.1 Elongación Perimetral.....	73
3.7.2.3.2 Elongación diametral.	73
3.7.3 PARÁMETRO DE APROBACIÓN O RECHAZO.....	74
3.8 CALIBRACIÓN.....	74
3.8.1 PROFUNDIDAD DEL TANQUE.	75
3.8.2 ALTURAS.....	75
3.8.3 OBRA MUERTA FIJA.....	75
3.8.4 FONDO DEL TANQUE.	76
3.8.5 EFECTOS DE LA TEMPERATURA.....	76
3.8.6 CAMBIOS DE CAPACIDAD	76
3.8.7 PARÁMETROS DE APROBACIÓN O RECHAZO.	77
3.9 INSPECCIÓN DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (E.N.D) EN LA SOLDADURA.	77
3.9.1 INSPECCIÓN RADIOGRÁFICA.....	78
3.9.1.1 Aplicación	78
3.9.1.2 Número y Localización de las Radiografías.....	79
3.9.1.2.1 Requerimientos Aplicados a Juntas Verticales:	79
3.9.1.3 Técnica.	83
3.9.1.4 Argumentación de las Radiografías.....	84
3.9.1.5 Normas de la Radiografía.....	84
3.9.1.6 Parámetros de Aceptación y Rechazo.....	85
3.9.1.7 Determinación de los Límites de la Soldadura Defectuosa.	87
3.9.1.8 Reparar los Defectos de Soldadura.....	88

3.9.1.9 Registro de la Inspección Radiográfica.	88
3.9.2 INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS.	89
3.9.2.1 Evaluación de las Señales.....	90
3.9.2.2 Requerimientos de Reparación.	91
3.9.2.3 Tratamiento de las Señales que se Creyó no Relevantes.	91
3.9.2.4 Examinación de Áreas de las cuales las Imperfecciones han Sido Removidas.....	91
3.9.2.5 Reexaminación de Áreas Reparadas.	92
3.9.3 INSPECCIÓN ULTRASÓNICA.....	92
3.9.3.1 Parámetros de aceptación.....	93
3.9.3.2 Reporte de Examinación.	93
3.9.4 INSPECCIÓN POR LÍQUIDOS PENETRANTES.....	94
3.10 INSTRUMENTACIÓN.	95
3.10.1 MEDIDOR DE ESPESOR ULTRASÓNICO.	95
3.10.2 CINTAS DE MEDIR.....	96
3.10.3 EQUIPO DE TOPOGRAFÍA.....	97
3.10.3.1 Estación Total.	¡Error! Marcador no definido.
3.10.4 EQUIPOS PARA END (ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS).....	98
3.10.5 VARIOS.....	98
CAPITULO IV	99
PROCESO DE CERTIFICACION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO..	99
4.1 CERTIFICACIÓN.....	99
4.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL.....	100
4.3 CODIFICACIÓN DE LOS DOCUMENTOS.....	105
4.4 PROCEDIMIENTO DE CERTIFICACIÓN.	106
4.4.1 SOLICITUD DE CERTIFICACIÓN.	111
4.4.2 ORDEN DE CERTIFICACION.....	113
4.4.3 INFORME DE PRUEBAS MANDATORIAS (A).....	115
4.4.4 INFORME DE PRUEBAS MANDATORIAS (B).....	117
4.4.5 INFORME DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (E.N.D.)	119
4.4.6 INFORME DE CERTIFICACION.....	121

CAPITULO V	124
MANUAL PARA EL PROGRAMA DE CERTIFICACION DE TANQUES...	124
5.1 REQUERIMIENTOS DEL HARDWARE.....	124
5.2 REQUERIMIENTOS DE SOFTWARE.....	125
5.3 INSTALACIÓN DE “CERTIFICADOR CMC”	125
5.4 INICIO DE PROGRAMA.....	126
5.5 ACCESO AL SISTEMA.	127
5.6 MENÚ PRINCIPAL.....	128
5.7 MENÚ ARCHIVO.	129
5.8 MENU CLIENTES.	130
5.9 MENÚ DATOS TÉCNICOS.	131
5.10 MENÚ PRUEBAS.....	132
5.10.1 SUB MENÚ PRUEBAS MANDATORIAS.	133
5.11 MENÚ INFORMES.....	136
CAPITULO VI.....	139
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	139
6.1 CONCLUSIONES	139
6.2 RECOMENDACIONES	142
BIBLIOGRAFIA.....	144
ANEXOS.....	146

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1. 1 Esquema de un tanque atmosférico de techo flotante.	3
Figura 1. 2 Esquema de un tanque atmosférico de techo fijo.....	6
Figura 1. 3 Mapa Petrolero Ecuatoriano.....	12
Figura 2. 1 Temperatura mínima del ambiente para planchas usadas en la pared del tanque.....	19
Figura 2. 2 Juntas verticales en el cuerpo del tanque.	24
Figura 2. 3 Juntas horizontales en el cuerpo del tanque.	25
Figura 2. 4 Juntas a traslape en el fondo del tanque.	26
Figura 2. 5 Junta a tope en el fondo del tanque.	27
Figura 2. 6 Juntas fondo-cuerpo.....	28
Figura 2. 7 Juntas en el Techo y Techo-Cuerpo.	30
Figura 2. 8 Manhole del cuerpo, para acceso de limpieza.	45
Figura 2. 9 Componentes de la corrosión.....	47
Figura 2. 10 Ejemplo de corrosión por pérdida de corriente.....	49
Figura 2. 11 Corrosión galvánica.....	51
Figura 2. 12 Protección Catódica Galvánica con Ánodos de Sacrificio.	54
Figura 2. 13 Protección Catódica por Corriente Impresa.....	55
Figura 3. 1 Requerimientos de examen radiográfico para juntas soldadas.....	82
Figura 3. 2 Cinta de aforo.....	97
Figura 4. 1 Estructura Organizacional de una Empresa Tipo.....	101
Figura 4. 2 Flujo del Proceso de Certificación.....	110
Figura 4. 3 Formato de la Solicitud de Certificación.	112
Figura 4. 4 Formato de Orden de Trabajo.	114
Figura 4. 5 Formato Resultado de Informes de Pruebas Mandatorias (A) ...	116
Figura 4. 6 Formato Resultado de Informes de Pruebas Mandatorias (B) ...	118
Figura 4. 7 Formato de resultados de informes de Ensayos No Destructivos.	120
Figura 4. 8 Formato de Certificación de Operatividad.	122
Figura 4. 9 Formato de Certificación de Inoperatividad.....	123

Figura 5. 1	Icono de Instalación del Programa “CMC”	125
Figura 5. 2	Instalación del programa	126
Figura 5. 3	Icono para inicio del programa “CMC”	127
Figura 5. 4	Ventana para Ingreso de Clave	128
Figura 5. 5	Advertencia de Ingreso Incorrecto de Clave y/o Usuario	128
Figura 5. 6	Menú Principal	129
Figura 5. 7	Menú Archivo del Programa “CMC”	129
Figura 5. 8	Formulario Clientes	130
Figura 5. 9	Formulario de Ingreso de Datos Técnicos	131
Figura 5. 10	Menú Pruebas	132
Figura 5. 11	Formulario de Ingreso Resultados de Pruebas Mandatorias	134
Figura 5. 12	Formulario de Ingreso de Resultados de los E.N.D.	135
Figura 5. 13	Menú Informes	137

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1. 1 Clasificación de tanques metálicos.....	2
Tabla 1. 2 Tanques de Almacenamiento Refinería Esmeraldas.....	13
Tabla 1. 3 Tanques de Almacenamiento Dorine Battery.	14
Tabla 1. 4 Tanques de Almacenamiento en la Estación Amazonas.....	15
Tabla 1. 5 Tanques de Almacenamiento CDP	16
Tabla 2. 1 Aleantes para los materiales del cuerpo.....	20
Tabla 2. 2 Tamaño mínimo de filetes de soldadura de acuerdo a los espesores de las planchas del cuerpo.....	28
Tabla 2. 3 Dimensiones correspondientes a capacidades nominales.	31
Tabla 2. 4 Espesores para las planchas anulares fondo en unidades del S.I	34
Tabla 2. 5 Espesores para las planchas anulares fondo en unidades (U.S). .	34
Tabla 2. 6 Espesores mínimos para las planchas del cuerpo.	35
Tabla 2. 7 Esfuerzos del material por condición de diseño (Sd) y prueba hidrostática (St).	37
Tabla 2. 8 Espesor de la tapa t_c y brida t_f	42
Tabla 2. 9 Espesor del cuello del manhole del cuerpo t_n	43
Tabla 2. 10 Diámetro de eje de agujeros D_b y de la tapa de manhole D_c	43
Tabla 2. 11 Dimensiones de las boquillas del cuerpo (in).	44
Tabla 2. 12 Guías para revisar los datos de análisis del suelo.....	48
Tabla 2. 13 Series galvánicas.	53
Tabla 3. 1 Tolerancia de los radios de la envolvente.	60
Tabla 3. 2 Periodos para medición ultrasónica de espesores.	65
Tabla 3. 3 Espesores para planchas del fondo.	70
Tabla 3. 4 Máximos espesores de refuerzo.....	84

RESUMEN

El presente proyecto de titulación ha realizado un procedimiento para la certificación de tanques de almacenamiento de petróleo utilizando las normas internacionales como son la API 650, API 653 y afines a estas. Se ha realizado una introducción a los tanques atmosféricos y su importancia en nuestro país analizando la distribución de los tanques atmosféricos de almacenamiento en todo el territorio ecuatoriano.

El análisis realizado sobre el diseño de los tanques atmosféricos, permite establecer criterios de aceptación para las diferentes pruebas, especialmente cuando se tratan de tanques nuevos.

El objetivo del presente proyecto es la realización de un protocolo de pruebas de acuerdo con los requerimientos solicitados en el país y la investigación de los criterios de aceptación de los diferentes ensayos propuestos, de manera que estos cumplan con los requerimientos de las normas internacionales.

Se desarrolló de un procedimiento de certificación, en base a una empresa, con una estructura organizacional simple y de fácil aplicación en el país, en donde se elaboraron los diferentes formatos que son la guía para el personal con el fin de determinar sus funciones en el flujo del trabajo.

Se elaboró un programa computacional que ayudará al departamento de certificación, a analizar los resultados de las diferentes pruebas a las que se someten los tanques para comprobar su estado estructural, permitiendo obtener una certificación de operatividad en un menor periodo de tiempo.

Finalmente se presenta un conjunto de conclusiones y recomendaciones que han sido fruto del desarrollo del presente proyecto.

PRESENTACIÓN

La industria petrolera se ha constituido en uno de los pilares fundamentales de la economía en el Ecuador y en todo el mundo, esto se debe a que los hidrocarburos son una fuente de materia prima, indispensable para el progreso de las naciones, por la infinidad de productos y usos que se pueden obtener del petróleo y sus derivados.

Debido a que nuestro país es petrolero, existen industrias nacionales como extranjeras dedicadas al diseño y construcción de tanques de almacenamiento de crudo y sus derivados. Un objetivo del presente proyecto es incentivar la creación de empresas destinadas a la certificación de los tanques atmosféricos lo que permitiría obtener más fuentes de empleo, contribuyendo al desarrollo del Ecuador.

El presente proyecto de titulación busca establecer el procedimiento que se debe seguir para alcanzar la certificación de operatividad de un tanque atmosférico. El estudio realizado se enfocará a tanques atmosféricos para almacenamiento de crudo, porque son los más requeridos en nuestro país, aunque la certificación para recipientes atmosféricos que almacenan otro tipo de producto se puede alcanzar teniendo este procedimiento como una base a seguir en el desarrollo de la certificación.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

1.1 GENERALIDADES.

El almacenamiento del petróleo constituye la base principal dentro de la industria petrolera, misma que es muy importante para nuestro país debido a que nuestra economía gira entorno a la explotación de petróleo, por tal razón existen empresas nacionales y extranjeras que se dedican al diseño y construcción de los tanques para almacenamiento de crudo y sus derivados.

Existe una gran variedad de tanques destinados al almacenamiento del petróleo y sus derivados. Los tanques utilizados para el almacenamiento del crudo son los de tipo atmosférico y se denominan así porque están diseñados para soportar una presión de operación atmosférica y una temperatura de operación no mayor a 93°C (200°F).

Los criterios que rigen el diseño, cálculo, pruebas e inspecciones para tanques de almacenamiento de petróleo se basan en las publicaciones realizadas por el American Petroleum Institute con sus siglas A.P.I. Estas publicaciones se constituyen en normas o estándares que son de dominio público y por lo tanto se no requiere de autorización previa para diseñar, construir e instalar un tanque bajo este estándar.

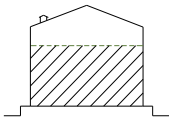
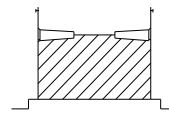
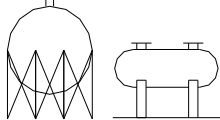
Nuestro estudio se fundamenta principalmente en el estudio de las normas API 650, API 651, API 653 y otras normas afines a estas, que permiten determinar los criterios y requerimientos que debe cumplir un tanque atmosférico de almacenamiento para que pueda operar en nuestro país.

1.1.1 TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

El primer paso en el diseño de cualquier tanque es la selección del mejor tipo, para un servicio en particular. Los factores que se deben considerar y que influyen de manera directa en la elección de un tanque de almacenamiento son: naturaleza del fluido, localización del tanque, temperatura, presión de operación y la capacidad de almacenamiento.

Considerando los parámetros para la elección de los tanques de almacenamiento la clasificación más adecuada para el fin de este estudio es la que se hace referencia en la tabla 1.1.

Tabla 1. 1 Clasificación de tanques metálicos¹.

TIPO DE TANQUE	PRESIÓN DEL TANQUE	PRODUCTO A ALMACENARSE	ESQUEMA
CILINDRICO TECHO FIJO	$= 0 \frac{KG}{cm^2}$	* GAS OIL * FUEL OIL * DIESEL	
CILINDRICO TECHO FLOTANTE	$> 0 \frac{KG}{cm^2}$ $< 1 \frac{KG}{cm^2}$	* GASOLINA * CRUDO * KEROSENE	
ESFERAS CILINDROS	$> 1 \frac{KG}{cm^2}$	* PROPANO * BUTANO	

Dentro de los recipientes o tanques metálicos cilíndricos para almacenamiento de líquidos inflamables o combustibles están los tanques atmosféricos, estos pueden ser: de techo fijo, techo flotante o mixto a la vez, según los requerimientos del producto que se desea almacenar.²

Los tanques que se considerarán para el desarrollo de esta investigación son los tanques metálicos cilíndricos de techo flotante y de techo fijo.

¹ Tesis "Análisis y diseño de tanques metálicos cilíndricos para almacenamiento de derivados del petróleo" Bastidas Hernández, Segundo"; 1985; Página 30.

² Tesis "Análisis y diseño de tanques metálicos cilíndricos para almacenamiento de derivados del petróleo" Bastidas Hernández, Segundo"; 1985; Página 31.

1.1.1.1 Tanques Atmosféricos de Techo flotante.

Este tipo de tanque es más costoso y complicado de construir. Su construcción se justifica, cuando se van a almacenar productos con un alto punto de inflamación y se desean reducir las pérdidas por evaporación.

El sistema de techo flotante es sobre todo utilizado para el almacenamiento de combustibles de alto punto de destilación como la gasolina y combustibles en general. Los distintos elementos que conforman este tipo de tanques se los puede observar en la figura 1.1.

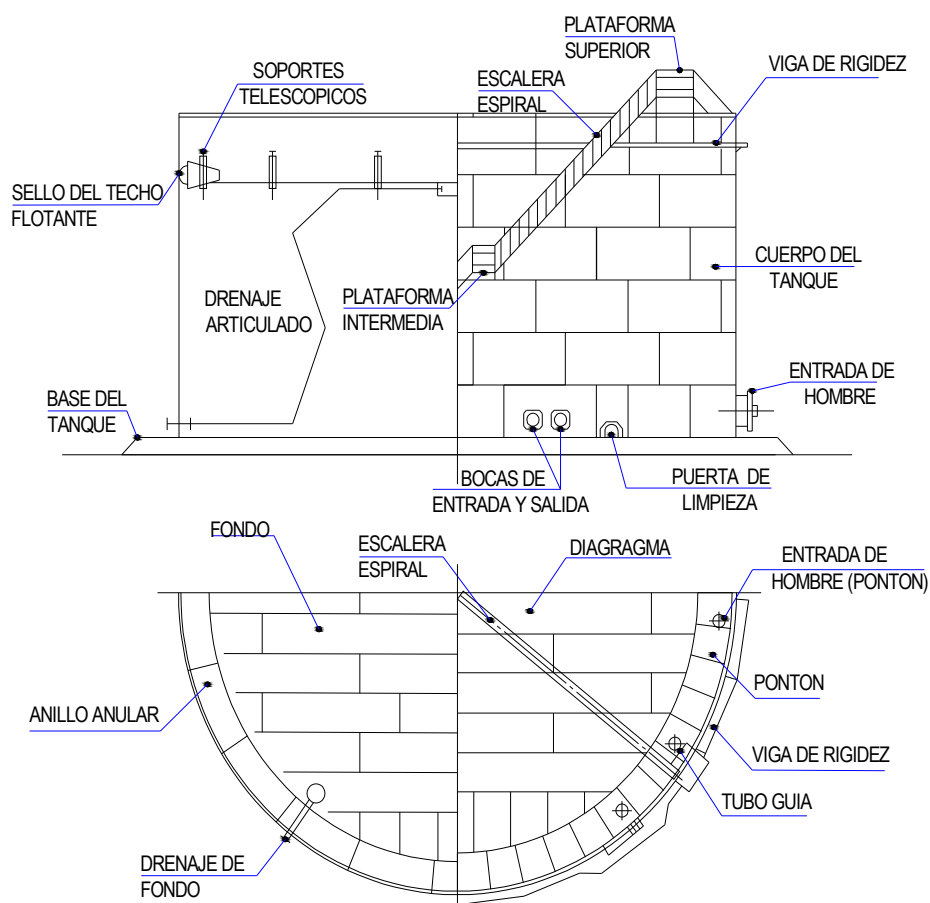


Figura 1. 1 Esquema de un tanque atmosférico de techo flotante.

Existen tres tipos básicos de techos flotantes:

- **Tipo Bandeja.**- Fue el primer tipo de techo flotante construido y prácticamente ya no se usa por su baja estabilidad sobre todo en zonas de alta precipitación, pero su costo es más económico.
- **Tipo Pontón.**- Este tipo de techo reduce la posibilidad de evaporación por debajo de la cubierta y es recomendado para diámetros entre 18 y 90 metros. El sistema de flotación consiste de pontones anulares cuyo número varia según el diámetro del techo y una cubierta simple en el centro; la cámara de aire del pontón además de proporcionar flotación se convierte en un medio aislante. La gran ventaja de este tipo de techo es que los vapores que se atrapan bajo el centro de la cubierta forman una capa aislante hasta que se condensan.
- **Tipo de cubierta doble.**- Es el diseño más avanzado y seguro pero más costoso, por esta razón se usa generalmente en diámetros mayores a 90 m; bajo este diseño se elimina prácticamente cualquier posibilidad de evaporación debido a la doble cubierta.

Es el diseño más seguro debido a que esta diseñado para mantenerse a flote a pesar de tener los pontones inundados, esto gracias a la cámara de aire que se forma entre las cubiertas, adicionalmente esta cámara de aire funciona como una capa aislante, que minimiza la evaporación del producto almacenado.

La unión entre el techo flotante y las paredes se da en base a una junta especial (un sello) el cual impide que se genere fugas con lo que se evita pérdidas por evaporación y reduce a la vez el peligro de incendios, estos sellos se caracterizan por ser mecanismos que curvan el anillo cubriendo un banda del líquido almacenado dentro, a la vez deben acoplarse a todas la formas de este anillo como en el fondo del tanque

donde el cuerpo es redondo o como en el tope donde ocurren las máximas deformaciones del diámetro en 8-10 pulgadas.

Los tanques atmosféricos de techo flotante son utilizados generalmente en:

- Almacenamiento de líquidos con presión de vapor mayor a 0.281 Kg/cm² abs. (4 psia).
- Cuando el líquido es almacenado a temperaturas cercanas en 8.3 °C (15 °F) a su punto de inflamación o a temperaturas mayores.
- Almacenamiento de líquidos con alta presión de vapor que son sensitivos a degradación por oxígeno.

1.1.1.2 Tanques Atmosféricos de Techo Fijo

Pueden tener techo autoportado 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. Las ventilaciones en el techo permiten la emisión de vapores y que en el interior se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica pero produciéndose pérdidas de vaporación. Se utilizan principalmente para almacenamiento de productos no volátiles como son: agua, diesel, asfalto, petróleo, crudo etc.

La clara desventaja de este tipo de techos es la pérdida permanente de vapores por los venteos cuando un producto volátil se almacena en un tanque de techo fijo libremente ventilado; la concentración de vapores volátiles en el espacio de vapor variará dependiendo de las condiciones de presión y temperatura en las que se está trabajando con las consecuentes pérdidas de producto. Este efecto se produce por la respiración del tanque, que se produce cuando este se llena y el vapor sobre el líquido se desplaza a la atmósfera, así mismo cuando se vacía entra aire al interior del recipiente y se origina una evaporación posterior.

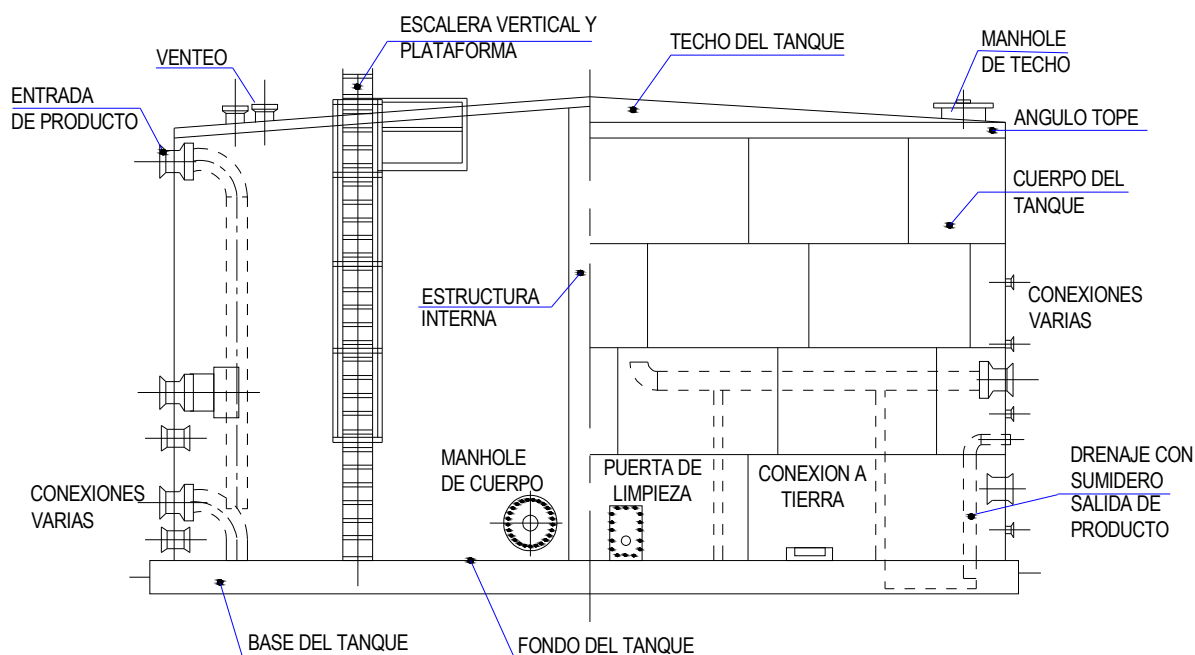


Figura 1. 2 Esquema de un tanque atmosférico de techo fijo.

Los tanques de techo fijo son usados para almacenar líquidos en los cuales los de techo flotante no son exigidos. Los tipos de techo fijo más utilizados en el país son los siguientes:

- Soportados.
- Autoportados.

Los tanques atmosféricos de hasta 24 pies (7.315mm) de diámetro pueden ser cubiertos con un techo autoportante; con un diámetro de hasta 80 pies (24.38mm) requieren de por lo menos una columna central para el soporte del techo. Tanques con diámetros superiores al anterior son frecuentemente diseñados con múltiples columnas, vigas, y correas conectadas entre ellas.

En general tanques con techo cónico son limitados esencialmente a la presión atmosférica.

1.1.2 SISTEMAS CONSTITUTIVOS PRINCIPALES.

1.1.2.1 Sistemas de Tuberías.

Este sistema está formado por el conjunto de tuberías, bridas, válvulas, juntas, tornillos de sujeción y demás accesorios de tuberías sometidos a la acción del producto.

El diseño, materiales, fabricación, ensamblaje, pruebas e inspecciones de los sistemas de tuberías conteniendo líquidos corrosivos, serán adecuados a la velocidad de corrosión, presión y temperatura de trabajo esperadas, para el producto a contener.

Cuando pueda quedar líquido confinado entre equipos o secciones de tuberías y haya la posibilidad de que este líquido se dilate o vaporice, deberá instalarse un sistema que impida alcanzar presiones superiores a las de diseño del equipo o tubería siempre que la cantidad retenida exceda a 250 litros.

La instalación de tuberías estará dotada de las válvulas de purga necesarias, con el fin de evitar una retención de líquidos en las tuberías cuando deba intervenir o desmontarse las tuberías o recipientes.

Aquellos puntos del sistema de tuberías en los que exista la posibilidad fugas de líquido (por ejemplo, bridas) y se encuentren próximos a los puntos de operación en donde las personas puedan verse expuestas, o vías de circulación, deberán protegerse mediante sistemas adecuados. Sólo se instalarán tuberías enterradas en casos excepcionales debidamente justificados.

Los tanques de almacenamiento también deberán contar con la boquilla por lo menos para el drenado de lodos, la cual podrá estar al ras del fondo dirigidas a un sumidero por debajo del tanque. Los sumideros y conexiones en el fondo tendrán particular atención para el relleno y compactación del suelo para prevenir asentamientos irregulares del tanque.

Las conexiones y arreglos pueden variar para llevar a cabo la utilidad y servicio de los mismos, por lo que el comprador aprobará dichos arreglos que el fabricante proporcionará.

1.1.2.2 Sistemas de Venteo y Alivio de Presión.

Son los sistemas diseñados para prevenir los efectos de las alteraciones de la presión interna de un recipiente de almacenamiento.

Por lo tanto todo recipiente deberá disponer de sistemas de venteo o alivio de presión para prevenir la formación de vacío o presión interna, de tal modo que se evite la deformación del techo o de las paredes del tanque como consecuencia de las variaciones de presión producidas por efecto de los llenados, vaciados o cambios de temperatura. Las salidas de dicho sistema estarán alejadas de los puntos de operación y vías de circulación en donde las personas puedan verse expuestas, o se deben proteger adecuadamente para evitar las fugas de líquidos y vapores.

Los venteos normales de un tanque atmosférico se dimensionarán de acuerdo con la norma API 650 o como mínimo tendrán un tamaño igual al mayor de las tuberías de llenado o vaciado y en ningún caso inferior a 35 milímetros de diámetro interior.

Si cualquier recipiente tiene más de una conexión de llenado o vaciado, la dimensión del sistema de venteo o alivio de presión se basará en el flujo máximo posible.

Cuando un producto por efecto de la acción de la humedad del aire aumente su acción corrosiva, se tendrá en cuenta este efecto para disponer de un sistema que lo evite o corrija, salvo que se haya previsto tal posibilidad en el diseño.

Igualmente deberá evitarse en lo posible la emisión a la atmósfera de vapores perjudiciales de líquidos corrosivos y en todos los casos controlar sus efectos.

1.1.2.3 Sistemas de Protección Contra la Corrosión.

Las paredes del recipiente y sus tuberías se protegerán contra la corrosión exterior. Se podrá utilizar los métodos siguientes:

- a. Uso de pinturas o recubrimientos.
- b. Protección catódica.
- c. Empleo de materiales resistentes a la corrosión.

1.1.2.4 Sistema de Acceso al Tanque.

Este sistema esta deberá estar compuesto de: boquillas de libre acceso hacia el interior del tanque, así como también de escaleras y plataformas que serán diseñados bajo este estándar. La cantidad de accesorios para el acceso al tanque serán determinados por el constructor basándose en los requerimientos que el cliente necesite.

Los tanques de almacenamiento contarán por lo menos con una entrada en el cuerpo o en el techo con la finalidad de poder realizar la limpieza, revisiones o reparaciones en su interior. El desarrollo de las entradas para las personas, las definiremos en base a la facilidad de ingreso del personal de mantenimiento tomando en consideración que el tamaño no debe crear esfuerzos residuales considerables que afecten la estructura del tanque.

1.1.2.5 Sistemas Contra Incendios.

Se constituyen como sistemas de protección en las instalaciones petroleras con la finalidad de disminuir el nivel de riesgo basándose en la norma PESH-018 sistema de agua contra incendio para instalaciones petroleras.

Para tanques de almacenamiento los requerimientos de agua contra incendios se establecen en base al consumo de agua para la generación de espuma. Adicionalmente, se deberá agregar los consumos de agua de enfriamiento para el tanque incendiado y los tanques adyacentes. Este criterio se aplicará asumiendo que el tanque de mayor exigencia de agua se incendiaría en un momento

determinado y que las distancias entre los tanques cumplen con lo dispuesto en la norma PE-SI-006 "Distancias mínimas de seguridad que deben contemplarse en las Industrias Petroleras."

La aplicación requerida para el enfriamiento del tanque incendiado y los adyacentes, podrá efectuarse mediante el uso de monitores, mangueras, o sistemas fijos de agua pulverizada.

1.1.3 NORMAS DE REFERENCIA.

La norma en las que se fundamenta el diseño y construcción de los tanques atmosféricos para la industria petrolera son realizadas por el Instituto Americano del Petróleo con sus siglas A.P.I. al que esta institución designa como "STANDAR A.P.I. 650" Welded Steel Tanks For Oil Storage.

La norma A.P.I. 650 cubre los requisitos mínimos para diseño, fabricación, instalación, materiales e inspección de tanques cilíndricos verticales soldados sobre tierra, no refrigerados, construidos con planchas de acero soldadas, para almacenar crudo y sus derivados. Esta norma se auxilia en el código realizado por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos con sus siglas A.S.M.E. en la sección IX , para dar los alineamientos que han de seguirse en la soldadura de materiales en todo el proceso de fabricación de los tanques de almacenamiento, tanto sus partes constitutivas como también en sus accesorios.

El código A.S.M.E indica el procedimiento de la soldadura a seguir según el tipo de junta a realizarse, el personal capacitado para realizar los distintos tipos de soldadura, así como las pruebas posteriores que permitan determinar la calidad de la soldadura realizada.

La norma A.P.I 651 "Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks" permite conocer los diferentes sistemas de protección catódica contra la corrosión que se produce en los tanques de almacenamiento de petróleo.

La norma A.P.I 653 “Tank Inspection, Repair, alteration and Reconstruction” indica los requerimientos mínimos para el mantenimiento, inspección, reparación y reconstrucción de los tanques cilíndricos verticales soldados sobre tierra, no refrigerados a presión atmosférica.

1.2 INVENTARIO DE TANQUES ATMOSFÉRICOS PARA ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL PAÍS.

En el presente capítulo se indicará el inventario de tanques atmosféricos para almacenamiento de crudo en el país, con lo cual se realizará una zonificación, clasificación en lo referente a capacidad tipo de crudo, etc.

El país cuenta con un Sistema Nacional de Terminales y Almacenamiento, teniendo en cada uno de estas diversos tanques, entre los más utilizados se encuentran los tanques atmosféricos para almacenamiento de crudo y sus derivados debido a las características descritas en el Capítulo I.

La DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos), es la institución estatal encargada de proporcionar el respectivo permiso para que un tanque entre en operación en el país, por tal razón existe una extensa base de datos de todos los tipos de tanques para almacenar diferentes líquidos, mismos que se encuentran operando en el país. El presente capítulo se desarrollará en base a los datos de proporcionados por este organismo.

1.2.1 ZONIFICACIÓN.

La zonificación está realizada de acuerdo a las regiones que existen en el Ecuador, todo esto se encuentra en el mapa petrolero del Ministerio de Energía y Minas elaborado por la DNH y la Dirección Nacional de Protección Ambiental mediante el Centro de Información Ambiental Hidrocarburífera.

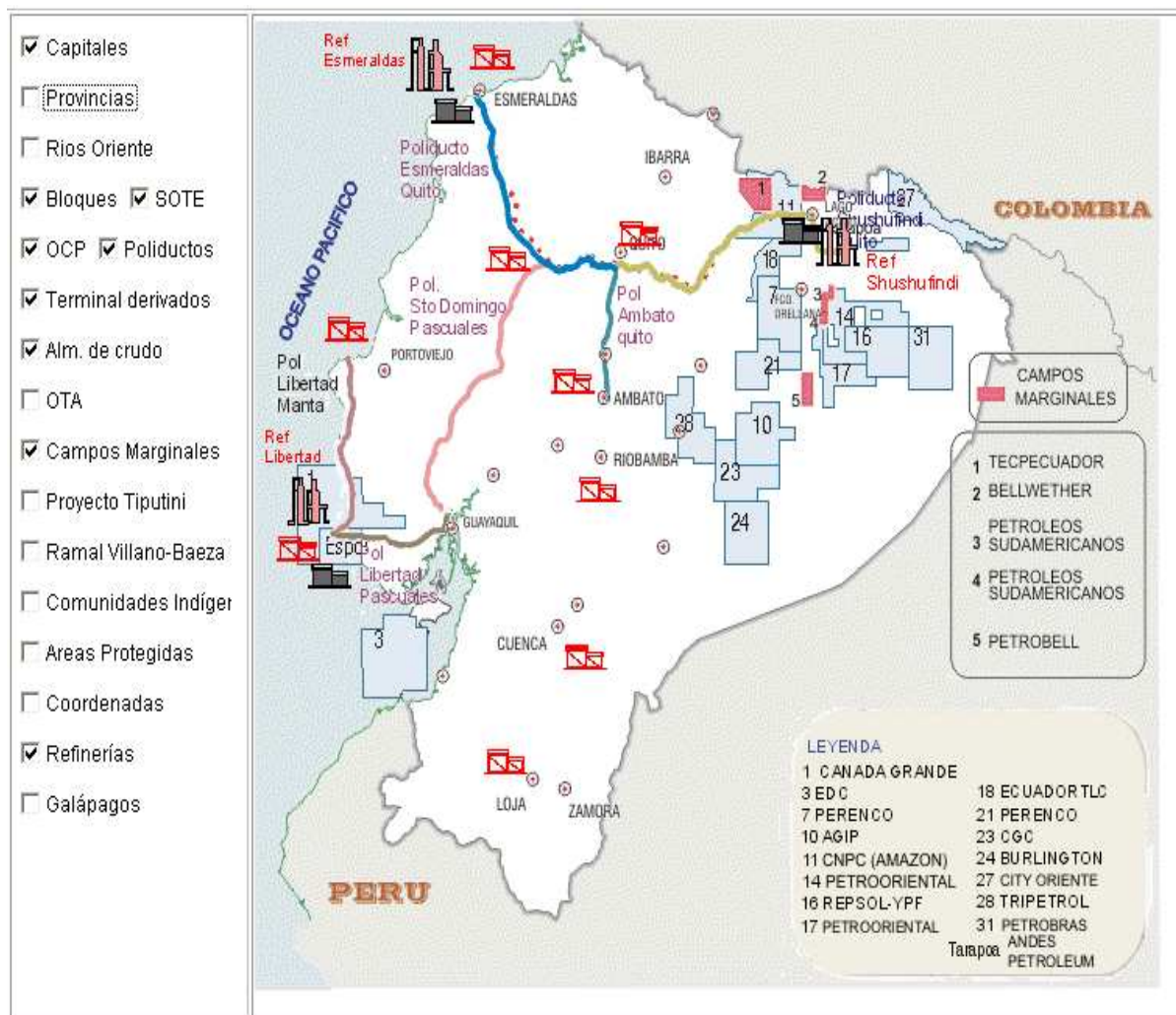


Figura 1. 3 Mapa Petrolero Ecuatoriano.³

1.2.2 CLASIFICACIÓN DE TANQUES ATMOSFÉRICOS EN EL ECUADOR.

La presente clasificación esta realizada de acuerdo a los centros de movimientos petroleros existentes en el Ecuador. Esto permite conocer características como capacidad nominal, operativa, operadora, tipo de techo, producto almacenado, etc. de los tanques que operan dentro del país. El código de los tanques es proporcionado por Petroecuador y sus filiales, los cuales son recopilados en una fuente de datos por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) ver Anexo 1, como se indica a continuación:

³ PETROECUADOR, Mapa petrolero ecuatoriano.

Centro de movimiento: Refinería Esmeraldas.

Operadora: PETROINDUSTRIAL.

Descripción - tanques: Cilíndricos Verticales.

Cantidad: 4

Tabla 1. 2 Tanques de Almacenamiento Refinería Esmeraldas⁴

Tanque N°	Y-T8002	Y-T8003	Y-T8046	Y-T8047
Descripción Techo	Cónico	Cónico	Cónico	Cónico
Tipo de techo	Techo flotante	Techo flotante	Techo flotante	Techo flotante
Producto	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo
Presión (kg/cm ²)	Atmosf.	Atmosf	Atmosf	Atmosf
Capacidad Nominal (Bls)	242400	242400	242039	242039
Capacidad Operativa (Bls)	181721	182660	182641	182551
Altura Referencial (m)	17,32	17,286	16,035	16,007
Altura Nominal (mt)	14,63	14,63	14,63	14,63
Diámetro (m)	57,912	57,912	57,912	57,91
Número de Anillos	6	6	6	6
Código	404	405	754	407
Temperatura (°C)	30			
Densidad (kg/cm ³)	905			

⁴ Dirección Nacional de Hidrocarburos (D.N.H); Listado de Tanques (Ver Anexo A); 2006.

Centro de movimiento: Dorine Battery (AEC).

Operadora: AEC ECUADOR LTD.

Descripción - tanques: Cilíndricos Verticales.

Cantidad: 4

Tabla 1. 3 Tanques de Almacenamiento Dorine Battery⁵.

Tanque N°	T-700	T-710	T-720	T-730
Descripción Techo				
Tipo de techo	Techo fijo	Techo fijo	Techo fijo	Techo fijo
Producto	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo
Presión (kg/cm²)	Atmosf.	Atmosf	Atmosf	Atmosf
Capacidad Nominal (Bls)	10000	10000	10000	10000
Capacidad Operativa (Bls)	8215	8215	8215	8215
Altura Referencial (m)	0	0	0	0
Altura Nominal (m)	0	0	0	0
Diámetro (m)	0	0	0	0
Número de Anillos	0	0	0	0
Código	1085	1087	1088	1089
Temperatura (°C)	30			
Densidad (kg/cm³)	905			

⁵ Dirección Nacional de Hidrocarburos (D.N.H); Listado de Tanques (Ver Anexo A); 2006.

Centro de movimiento: Estación de Bombeo Amazonas (OCP).

Operadora: OCP.

Descripción - tanques: Cilíndricos Verticales.

Cantidad: 4

Tabla 1. 4 Tanques de Almacenamiento en la Estación de Bombeo Amazonas⁶.

Tanque N°	TK-101	TK-102	TK-103	TK-104
Tipo de Tanque				
Descripción Techo	Cónico	Cónico	Cónico	Cónico
Tipo de techo	Techo Flotante	Techo Flotante	Techo Flotante	Techo Flotante
Producto	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo
Presión (kg/cm ²)	Atmosf.	Atmosf.	Atmosf.	Atmosf.
Capacidad Nominal (Bls)	323276	323482	323358	322891
Capacidad Operativa (Bls)	290948	291133	291022	290600
Altura Referencial (m)	21,634	21,64	21,629	21,663
Altura Nominal (m)	19,214	19,21	19,198	19,21
Diámetro (m)	60,5	60,5	60,5	60,5
Número de Anillos	7	7	7	7
Código	891	892	893	894
Temperatura (°C)				
Densidad (kg/cm ³)				

⁶ Dirección Nacional de Hidrocarburos (D.N.H); Listado de Tanques (Ver Anexo A); 2006.

Centro de movimiento: CDP

Operadora: ENCANECUADOR S.A.

Descripción - tanques: Cilíndricos Verticales.

Cantidad: 4

Tabla 1. 5 Tanques de Almacenamiento CDP⁷

Tanque N°	1031 (ST)	1032 (ST)	1033 (ST)	1031 (ST)
Tipo de Tanque				
Descripción Techo	Cónico	Cónico	Cónico	Cónico
Tipo de techo				
Producto	Crudo	Crudo	Crudo	Crudo
Presión (kg/cm ²)	Atmosf	Atmosf.	Atmosf.	Atmosf.
Capacidad Nominal (Bls)	10140	10109	10120	20000
Capacidad Operativa (Bls)	9372	9351	9360	18438
Altura Referencial (pies)	37	37	37	36,6
Altura Nominal (pies)	40	40	39,9	39,9
Diámetro (pies)	32,2	42,7	42,7	59,7
Número de Anillos	5	5	5	5
Código	230	231	232	233
Temperatura (°C)				
Densidad (kg/cm ³)				

⁷ Dirección Nacional de Hidrocarburos (D.N.H); Listado de Tanques (Ver Anexo A); 2006.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES DEL DISEÑO DE TANQUES

ATMOSFÉRICOS.

2.1 MATERIALES

Los tanques atmosféricos serán construidos con un material adecuado para las condiciones de almacenamiento y el producto almacenado. La selección del material se justificará en el proyecto el cual se basará y regirá en su totalidad a la norma API 650 sección 2.

Los tanques, así como los sistemas de tuberías se diseñarán y fabricarán con materiales que cumplan con las exigencias mecánicas de los equipos que permitan una vida útil razonable. Ésta se determinará de acuerdo con la previsión de su renovación y/o sustitución.

Para la determinación de la vida útil de dichos materiales deberá tenerse en cuenta no sólo las velocidades de corrosión cuando se trate de materiales homogéneos, sino también en caso de materiales no homogéneos o recubrimientos superficiales donde se produce pérdida de características físico-químicas tales como: adherencia, endurecimiento, fragilidad, envejecimiento, porosidad, etc.

En su ausencia de códigos o normas de reconocida solvencia. Cuando sea de aplicación, deberán ser conformes a lo establecido en la reglamentación sobre aparatos a presión. Por lo tanto se realizará un proyecto de diseño en el que se tendrán en cuenta, como mínimo, los siguientes aspectos:

- a. Peso total lleno de agua o de líquido a contener cuando la densidad de éste sea superior a la del agua.
- b. Sobrecarga de uso.
- c. Sobrecarga de viento y nieve.
- d. Acciones sísmicas.
- e. Efectos de la lluvia.
- f. Temperatura del producto y por efecto de la acción solar.
- g. Efectos de la corrosión interior y exterior.
- h. Efectos de las dilataciones y contracciones sobre los soportes.

Cuando en la selección del material de construcción se haya adoptado un material que esté sujeto a corrosión, se proveerá un sobre espesor para éste, en función de la vida útil prevista y la velocidad de corrosión en las condiciones más desfavorables que en la operación puedan producirse.

El sobre espesor de la corrosión, así como los espesores de recubrimiento, no se considerarán en los cálculos de espesor de los recipientes y tuberías a efectos de su resistencia mecánica. Tomando en cuenta las características anteriores se obtiene los materiales recomendados para las diferentes partes del tanque.

2.1.1 MATERIALES PARA EL CUERPO DEL TANQUE.

Como se indicó anteriormente la norma API 650 en la sección 2, contiene: referencias sobre las láminas a utilizarse en los cuerpos, fondos, techos, de acuerdo con las normas ASTM, CSA, ISO: a menos que se indique otra cosa por parte del comprador, se puede escoger entre las opciones presentadas en la figura 2.1.

En este tipo de construcción se usan las láminas de las siguientes dimensiones:

6x16 pies (72x192 pulgadas)

8x16 pies (96x192 pulgadas)

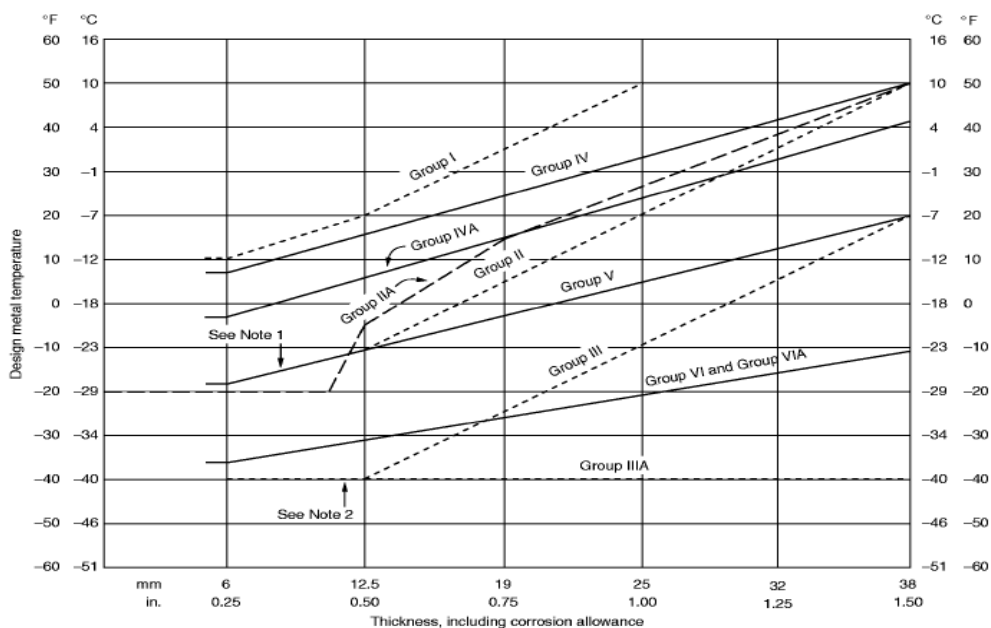


Figura 2.1 Temperatura mínima del ambiente para planchas usadas en la pared del tanque (que no requieran ensayos de impacto)⁸

La norma API 650 establece 6 grupos de materiales base con especificaciones ASTM de acuerdo con la temperatura de trabajo y espesores de láminas (FIG 2.1). Con esto las condiciones ambientales de la zona donde se ubica la estación, es de una temperatura de operación de 15 °C (59 °F), y de espesores entre 0.25 a 0.5 pulgadas, de esta manera los materiales para las planchas del cuerpo pertenecen al Grupo I entre los aceros:

ASTM A 283 Gr C. Acero al carbono usado en láminas, perfiles, barras sometidas a cargas de tracción bajas y medias, espesores máximo para el grado C es de 1 pulgada. Para la construcción del cuerpo, base, techo y refuerzos.

ASTM A 36. Acero estructural de espesor máximo de 1.5 pulgadas excepto sobre ½ pulgada, este material debe tener un contenido de magnesio de 0.80 a 1.20%. Para la construcción de escaleras y estructuras de soporte. Las láminas para el techo flotante debe proveerse conforme a lo establecido en la norma ASTM A 570 Grado 33.

⁸ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000.; Página 2-2.

Todas las planchas que son utilizadas para la construcción de las paredes laterales, base y techo del tanque de almacenamiento, deben ser de un espesor máximo de 1 ¾ pulgadas. Las planchas con espesores mayores que 1 ½ pulgadas deben ser suministradas obligatoriamente con tratamiento térmico de normalizado y probada su tenacidad de resistencia al impacto.

Las planchas de menor espesor también pueden ser suministradas con estos tratamientos cuando así lo requiera el comprador. Cuando se considera la presencia de Vanadio, Tungsteno, Nitrógeno, Cobre, Níquel, Cromo o Molibdeno estos componentes no deben exceder los límites indicados en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Aleantes para los materiales del cuerpo⁹.

ALEANTE	PORCENTAJE
Tungsteno	0.050
Vanadio	0.1
Tungsteno (0.05 máximo) Con Vanadio	0.1
Nitrógeno con Vanadio	0.015
Cobre	0.350
Níquel	0.5
Cromo	0.250
Molibdeno	0.080

2.1.2 MATERIALES PARA TECHOS.

Los diferentes materiales utilizados para la construcción de los diversos techos fijos y flotantes serán elegidos conforme a lo establecido en la norma ASTM A 570 grado 33.

⁹ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Tabla 2-1; Página 2-3.

2.1.3 MATERIALES PARA PERFILES ESTRUCTURALES.

Los materiales para los perfiles estructurales estarán de acuerdo a los siguientes:

- ASTM A 36M/A36.
- ASTM A 131M/A 131.
- CSA G40.21-M, grados 260W, 300W, 350W, 260WT, 300WT, y 350WT.
- ISO 630, grados Fe 42 y Fe 44, Calidades B, C y D.
- Aceros Estructurales listados en AISC.
- Acero Estructural producido de acuerdo con estándares nacionales reconocidos, cuando el cliente esté de acuerdo

La norma determina que los perfiles estructurales deben ser fabricados por algún proceso de alto horno, horno eléctrico o proceso básico de oxígeno; el uso de acero recubierto de cobre puede ser aceptado cuando el cliente este de acuerdo.

2.1.4 MATERIALES PARA ACCESORIOS.

2.1.4.1 Tubería.

Los materiales mas recomendados para estos propósitos deben estar de acuerdo con las siguientes normas:

API Standard 5L. Grados A B y X42

ASTM A 53 grados A y B

ASTM A 106 grados A y B.

ASTM A 671 A 672 A 691 grado para aceros al carbono.

ASTM A 333 grados 1 al 6

ASTM A 524 grados I y II

ASTM A 105 accesorios forjados para tubería de acero al carbono.

ASTM A 181 piezas forjadas de acero al carbono para tubería.

ASTMA A 350 grados LF1 y LF2

Las industrias dedicadas a la instalación de redes de tuberías para servicios petroleros sugieren que el material más apto es el siguiente:

ASTM A 53 grados A y B sin costura.

2.1.4.2 Bridas.

Deben seleccionarse de acuerdo a lo establecido en la API Standard 605.
Para bridas forjadas (FUNDIDAS) de acero al carbono.

2.1.4.3 Pernos.

Se seleccionan de acuerdo con las normas:

ASTM A 307

ASTM A 193M/A193.

ASTM A 325M/A325.

A menos que el comprador especifique otro tipo de pernos de acuerdo con las dimensiones de su diseño, los más utilizados son A 193 B7 y A 194 Gr 4.

2.1.4.4 Electrodo para Soldaduras.

El material de aporte para la soldadura de aceros debe tener una resistencia mínima a la rotura de 80.000 psi (80 ksi). Los electrodos revestidos a usarse pueden ser de las series:

AWS E 60XX

AWS E 70XX

Las características eléctricas y otras condiciones operativas se establecen en la última edición de la norma AWS A 5.1 (Código de electrodos revestidos para soldar aceros al carbono).

Para soldar aceros con resistencia mínima a la rotura entre 80 y 85 ksi, los electrodos revestidos a usar serán de la serie:

AWS E 80 XX-CX

También podrán ser usados otros materiales que sean recomendados por otros estándares como: A.S.T.M., API. Y CSA (Estándar Canadiense para Estandarización).

2.2 SOLDADURA EN TANQUES ATMOSFÉRICOS.

El montaje del tanque podrá ser realizado mediante los siguientes procesos de soldadura:

- Soldadura manual eléctrica por arco con electrodo revestido (SMAW).
- Soldadura eléctrica por arco con alambre sólido como electrodo y protección gaseosa (GMAW).
- Soldadura eléctrica por arco con alambre tubular como electrodo (FCAW).
- Soldadura eléctrica con arco sumergido (SAW).
- Soldadura por electro escoria (ESW).

Los procesos antes mencionados serán implementados utilizando equipo apropiado, en buenas condiciones y de acuerdo con los procedimientos de soldadura establecidos en base a las regulaciones del código ASME Sección IX (Boiler and Pressure Vessel Code).

2.2.1 JUNTAS.

Las típicas juntas están mostradas en las figuras 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7. Las superficies o caras grandes unidas por las formas mono simétricas V o U, podrían ser en la superficie externa o interna del tanque.

2.2.1.1 Juntas Verticales en el Cuerpo del Tanque.

Las juntas verticales deberán ser de penetración y fusión completa, lo cual se podrá lograr con soldadura doble, de tal forma que se obtenga la misma calidad del metal depositado en el interior y el exterior de las partes soldadas para cumplir con los requerimientos del procedimiento de soldaduras.

Las juntas verticales no deberán ser colíndales, pero deben ser paralelas entre sí en una distancia mínima de 5 veces el espesor de la placa ($5t$).

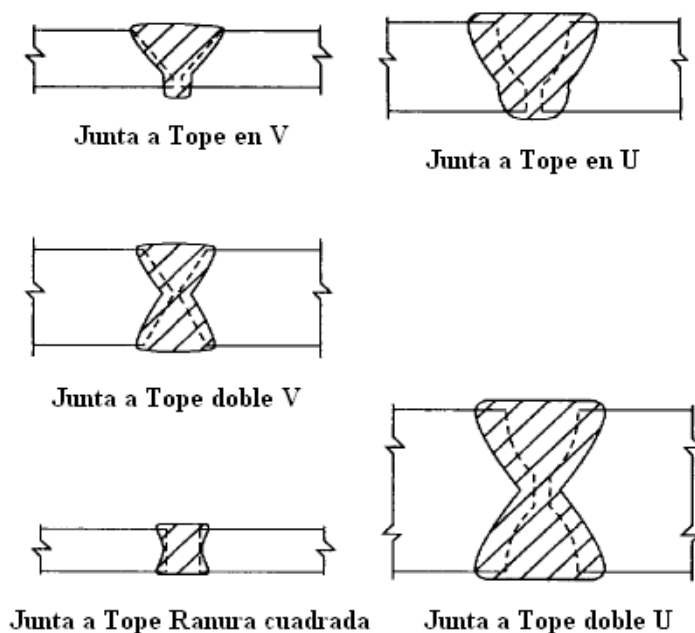


Figura 2. 2 Juntas verticales en el cuerpo del tanque.¹⁰

¹⁰ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000. Página 3-2.

2.2.1.2 Juntas Horizontales en el Cuerpo del Tanque.

Las juntas horizontales deberán ser de penetración y fusión completa, excepto la que se realiza entre el ángulo de coronamiento y el cuerpo, la cual puede ser unida por doble soldadura a traslape, cumplimiento con el procedimiento de soldadura.

Si no se especifica de otra manera, todas las juntas horizontales a tope tendrán una línea de centros vertical común.

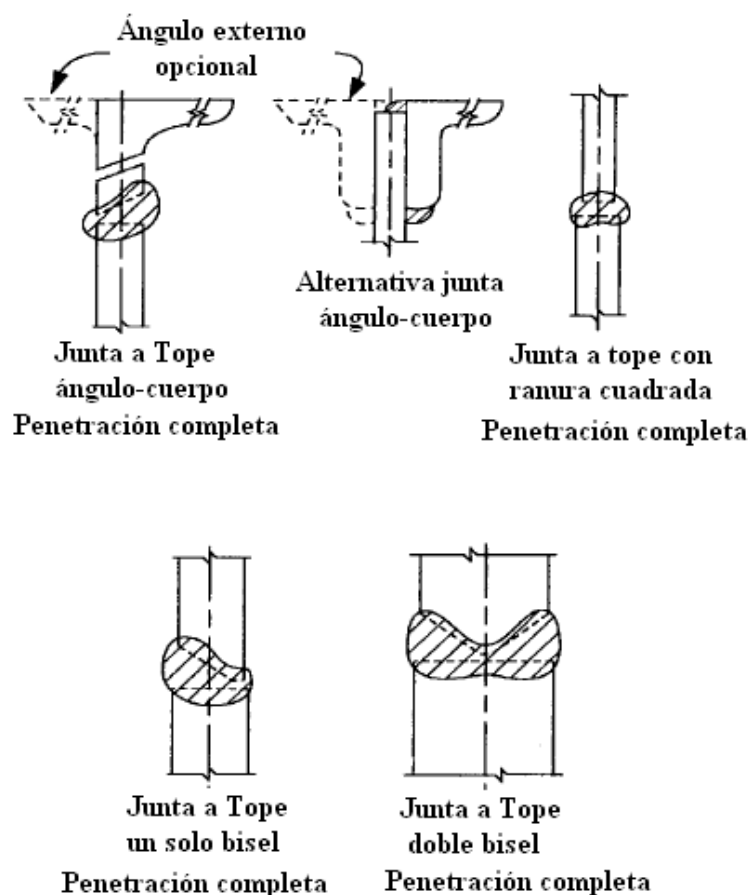


Figura 2. 3 Juntas horizontales en el cuerpo del tanque.¹¹

¹¹ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000. Página 3-2.

2.2.1.3 Juntas Soldadas a Traslape en el Fondo del Tanque.

Las planchas del fondo soldadas a traslape serán preferentemente de bordes rectangulares y cuadrados. Tres planchas traslapadas en el fondo del tanque no podrán estar cerca entre si menos de 300mm (12 in.), lo mismo respecto con la ubicación de la pared lateral del tanque. Las planchas del fondo necesitan ser soldadas en la superficie superior únicamente, con una soldadura continua de filete-completo en toda la junta.

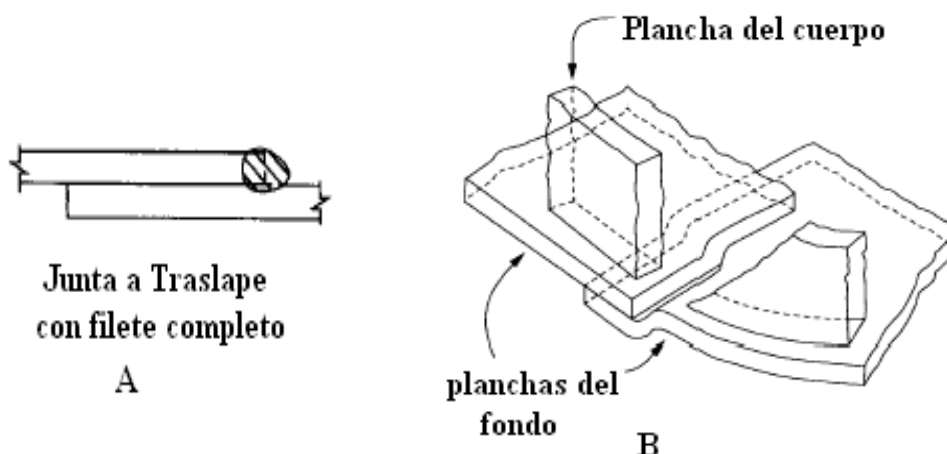


Figura 2. 4 A.-Juntas a traslape en el fondo del tanque. B, Método de preparación para la soldadura a traslape de las planchas del fondo bajo el cuerpo del tanque.¹²

2.2.1.4 Juntas Soldadas a Tope en el Fondo del Tanque.

Las planchas del fondo soldadas a tope tendrán sus bordes paralelos preparados para soldarles a tope con cualquiera de estas ranuras: cuadrada o en V. Si las ranuras cuadradas son empleadas, la abertura de raíz no será menor que 6mm (1/4 in.). Las soldaduras a tope serán hechas por una soldadura de refuerzo con una barrilla o placa de apoyo no menor a 3mm (1/8 in.) de espesor en la parte inferior de la plancha. Tres juntas soldadas no podrán estar más cerca entre si más de 300mm (12 in.) lo mismo con respecto a la posición lateral del tanque.

¹² NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000. Página 3-3

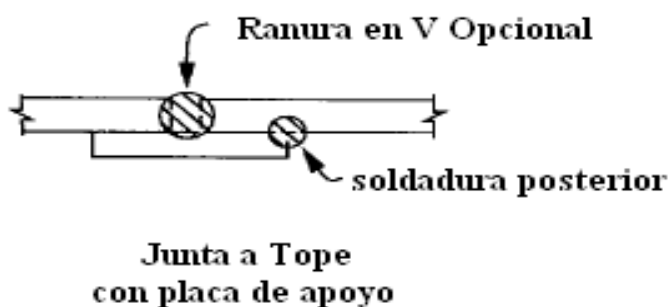


Figura 2. 5 Junta a tope en el fondo del tanque¹³.

2.2.1.5 Juntas en la Plancha Anular del Fondo.

Las juntas radiales en la plancha anular del fondo del tanque serán soldadas a tope en acuerdo con el punto anterior y tendrá penetración y fusión completa.

2.2.1.6 Soldaduras de Filete entre el Cuerpo y Fondo del Tanque.

a.- Para el fondo y planchas anulares con un espesor nominal de 12.5mm (1/2 in.) y menores, la unión entre el borde del fondo del anillo inferior y la plancha del fondo será soldadura de filete continua puesta en cada superficie de la plancha del cuerpo.

El tamaño de estos filetes no será mayor a 1/2" (12.7mm) y no será menor que el espesor nominal de la placa más delgada a soldar (eso es, la plancha del cuerpo o la plancha del fondo inmediatamente bajo el cuerpo.) o menor que los siguientes valores indicados en la tabla 2.2.

b.- Para planchas anulares con un espesor nominal mayor que 12.5 mm (1/2 in.) el tamaño del filete será igual al espesor de la plancha del anillo de base y si es una combinación de soldadura de ranura y filete, el tamaño de filete más la profundidad de la ranura serán iguales al espesor del anillo de la base.

¹³ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000. Página 3-3.

Tabla 2. 2 Tamaño mínimo de filetes de soldadura de acuerdo a los espesores de las planchas del cuerpo¹⁴.

Espesores nominales de la plancha del cuerpo		Tamaño mínimo del filete de soldadura	
(mm)	(in)	(mm)	(in)
5	0.1875	5	3/16
> 5 a 20	> 0.1875 a 0.75	6	1/4
> 20 a 32	> 0.75 a 1.25	8	5/16
> 32 a 45	> 1.25 a 1.75	10	3/8

c.- El filete de soldadura del cuerpo y fondo del tanque para material de los grupos IV, IV A, V, o VI será hecho con un mínimo de dos pases.

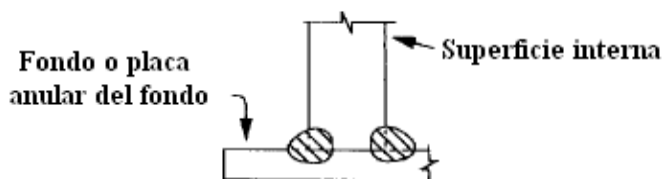


Figura 2. 6 Juntas fondo-cuerpo.¹⁵

2.2.1.7 Juntas en las Vigas de Refuerzo.

a.- Penetración completa con soldadura a tope será usada en juntas en la sección del anillo.

b.- Soldaduras continuas serán usadas en las juntas por toda la superficie superior horizontal de la sección del anillo. Juntas horizontales en la superficie del fondo serán selladas con la soldadura si está especificado por el comprador.

¹⁴ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Página 3-2.

¹⁵ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Página 3-3.

2.2.1.8 Juntas Angulo Superior y Techo.

a.- Las placas del techo deberán soldarse a traslape por el lado superior con un filete continuo igual al espesor de las mismas.

b.- Las placas del techo serán soldadas al perfil de coronamiento del tanque con un filete continuo por el lado superior únicamente y el tamaño del filete será igual al espesor más delgado.

c.- Las secciones que conformen el perfil de coronamiento para techos auto soportados estarán unidas por cordones de soldadura que tengan penetración y fusión completa.

d.- Como una opción del fabricante para techos auto soportados, del tipo domo y sombrilla, las placas perimetrales del techo podrán tener un doblez horizontal, a fin de que descansen las placas en el perfil de coronamiento.

Con el fin de verificar si una soldadura ha sido bien aplicada, se utilizarán varias formas de inspección. Entre ellas están el radiografiado, la prueba líquidos penetrantes y en ocasiones el ultrasonido.

La prueba más comúnmente utilizada es la radiográfica, la cual puede ser total o por puntos. También es necesario realizar pruebas de dureza en las soldaduras horizontales y verticales que se efectúan durante la construcción del tanque muy especialmente en las soldaduras reparadas, así como también en las zonas cercanas a estos cordones.

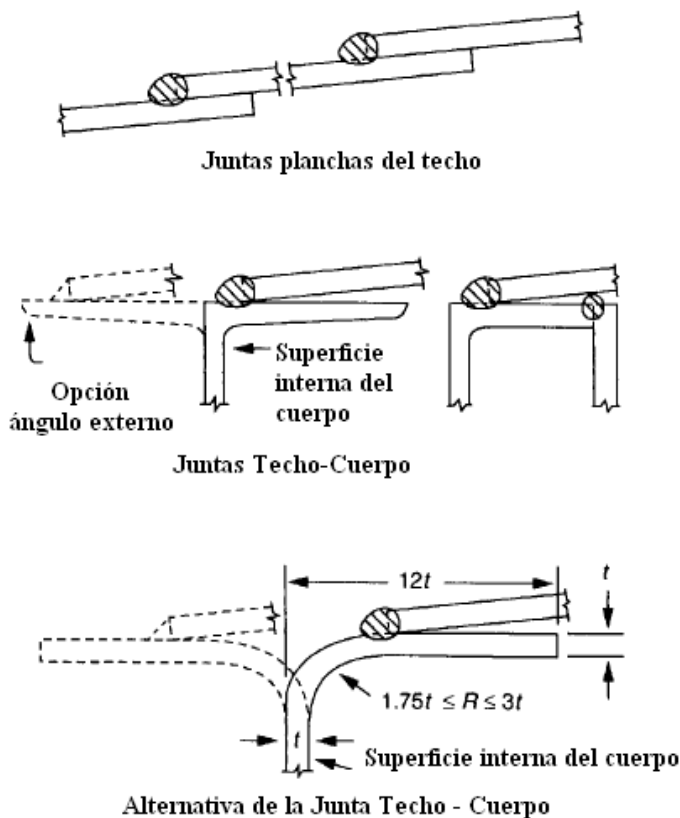


Figura 2.7 Juntas en el Techo y Techo-Cuerpo.¹⁶

2.3 CARACTERÍSTICAS DEL DISEÑO DE TANQUES.

Una vez determinado los tipos de materiales que se utilizan para los tanques atmosféricos, como también el proceso de la soldadura, se dimensionará y determinará todos los elementos del mismo en base a un procedimiento apoyado en la norma API 650, como se indica a continuación:

2.3.1 CAPACIDAD DEL TANQUE.

El apéndice A, de la norma API 650 en la tabla A-3b muestra capacidades nominales en barriles, por lo tanto con la capacidad que se desea almacenar en el tanque y con la ayuda de esta tabla se encuentran valores ya definidos para desarrollar el tanque como son: diámetro, altura y número de anillos del tanque,

¹⁶ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Página 3-3.

estas no son obligatorias pero ayudará considerablemente acercarse a estos valores, ya que en base a estas características del tanque se dimensionan el resto de sus accesorios y se pueden presentar inconvenientes al utilizar esta norma, el no acercarse a estos valores.

Tabla 2. 3 Dimensiones correspondientes a capacidades nominales¹⁷.

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7	Columna 8	Columna 9
Diámetro del tanque ft	Capacidad por ft de altura en barriles	Altura del tanque en ft / Número de anillos						
		16.0 / 2	24.0 / 3	32.0 / 4	40.0 / 5	48.0 / 6	56.0 / 7	64.0 / 8
10	14.0	225	335	450				
15	31.5	505	755	1010	1260			
20	56.0	900	1340	1790	2240	2690		
25	87.4	1400	2100	2800	3500	4200	4900	5600
30	126	2020	3020	4030	5040	6040	7500	8060
35	171	2740	4110	5480	6850	8230	9600	10980
40	224	3580	5370	7160	8950	10740	12540	14340
45	283	4530	6800	9060	11340	13600	15880	18140
50	350	5600	8400	11200	14000	16800	19600	22400
60	504	8060	12100	16130	20160	24190	28220	26130
								D = 54
70	685	10960	16450	21950	27440	32930	30140	
80	895	14320	21500	28670	35840	35810	D = 73	
90	1133	18130	27220	36290	45360	D = 73		
100	1399	22380	33600	44800	D = 85			
120	2014	32250	48380	54200				
				D = 110				
140	2742	43900	65860					
160	3581	57340	74600					
180	4532	72570	D = 149					
200	5595	89600						
220	6770	108410						

¹⁷ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Apéndice A; Tabla A4b; Página A-9.

2.3.2 SELECCIÓN DE MATERIALES.

Como anteriormente esta citado, la sección 2 de la norma API 650, trata sobre la selección de materiales para los diferentes elementos que forman el tanque. A menos que se especifique otra cosa, el constructor puede escoger entre las opciones presentadas en la norma, ver figura. 2.1 en donde se indican seis grupos de materiales. Cuando un nuevo material no es completamente identificado conforme a las especificaciones listadas en esta norma, este debe pasar pruebas prescritas en el apéndice N de la norma API 650 como son: análisis químico y ensayo de impacto Charpy.

Los materiales usados en el Ecuador en base a sus condiciones ambientales relacionadas a la temperatura mínima del ambiente en la figura.2.1 corresponden al grupo I como son ASTM A 283 Gr C, ASTM A36, en lo que respecta al cuerpo.

Los materiales para láminas del techo, perfiles estructurales, tubería, bridas, pernos y electrodos se seleccionarán de acuerdo a la norma en donde se encuentra una gama de materiales para estos elementos (ver materiales).

2.3.3 CÁLCULO DE ESPESORES.

2.3.3.1 Cálculo de Espesores para el Fondo.

En el párrafo 3.4 de la norma API 650 “planchas para el fondo” determina que se utilicen planchas o láminas de 6mm (1/4 in.) de espesor, a [70kPa (10.2 lbf/in²)] de presión. A menos que se acuerde otra cosa por el comprador. Todas las planchas deben ser rectangulares (las planchas del fondo sobre las cuales se apoya el cuerpo del tanque tienen una terminación rectangular) con un ancho mínimo nominal de 1800 mm (72 in.)

Cuando el anillo inferior del cuerpo del tanque es diseñado usando esfuerzos admisibles de los materiales de los grupos IV, IVA, V o VI, se soldará a tope con el fondo del tanque una placa anular.

Cuando el anillo inferior del cuerpo es de un material de los grupos IV, IVA, V o VI y el esfuerzo de diseño (S_d) para el primer anillo es menor o igual a 160 MPa (23,200 lbf/in²) o el esfuerzo en prueba hidrostática (S_t) para el primer anillo es menor o igual a 172 MPa (24,900 lbf/in²), las planchas del fondo soldadas a traslape pueden usarse en lugar de planchas anulares del fondo soldadas a tope.

Las planchas anulares del fondo deben tener un ancho radial que proporcione un valor de por lo menos 600 mm (24 in.) entre el interior del cuerpo y una junta soldada a traslape en el resto del fondo y por lo menos unos 50mm (2 in.) de proyección fuera del cuerpo. Un mayor ancho radial de la plancha anular es requerida cuando es calculada como:

$$\frac{215t_b}{(HG)^{0.5}} \text{ mm.} \qquad \frac{390t_b}{(HG)^{0.5}} \text{ in.} \qquad \text{Ec. 2.10}$$

Donde:

t_b = espesor de la plancha anular, en mm o (in)

H = diseño máximo del nivel del líquido, en m o (ft)

G = diseño específico de la gravedad del líquido a ser almacenado.

Los espesores de las planchas del fondo anulares no deben ser menores que los espesores listados en las tablas 2.4 y 2.5 más una corrosión específica permitida.

El anillo de planchas anulares tendrá una forma circular fuera de la circunferencia de los anillos del cuerpo pero puede tener una forma poligonal regular dentro del cuerpo del tanque, con el número de lados iguales al número de planchas anulares.

En lugar de las planchas anulares, el fondo entero puede estar soldado a tope con la condición que los requisitos para el espesor, soldadura, materiales, e inspección reúnan la distancia anular especificada anteriormente.

Tabla 2. 4 Espesores para las planchas anulares de fondo en unidades del S.I.¹⁸

Espesor nominal del primer anillo (mm)	Esfuerzos por prueba hidrostática en el primer anillo (MPa)			
	≤ 190	≤ 210	≤ 230	≤ 250
t ≤ 19	6	6	7	9
19 < t ≤ 25	6	7	10	11
25 < t ≤ 32	6	9	12	14
32 < t ≤ 38	8	11	14	17
38 < t ≤ 45	9	13	16	19

Tabla 2. 5 Espesores para las planchas anulares de fondo en unidades U.S. (Sistema Ingles)¹⁹.

Espesor nominal del primer anillo (in.)	Esfuerzos por prueba hidrostática en el primer anillo (lbf/in ²)			
	≤ 27000	≤ 30000	≤ 33000	≤ 36000
t ≤ 0.75	1/4	¼	9/32	11/32
0.75 < t ≤ 1.0	1/4	9/32	3/8	7/16
1.0 < t ≤ 1.25	1/4	11/32	15/32	9/16
1.25 < t ≤ 1.50	5/16	7/16	9/16	11/16
1.50 < t ≤ 1.75	11/32	½	5/8	¾

2.3.3.2 Cálculo de Espesores para el Cuerpo.

El cálculo de espesores para las planchas del cuerpo es el más extenso y delicado de todos los que se realizan al diseñar un tanque.

Los espesores requeridos para el cuerpo serán mayores que los espesores por diseño, incluyendo la corrosión permitida, o los espesores por prueba hidrostática, pero los espesores del cuerpo en ningún momento serán menores que los especificados en la tabla 2.6.

¹⁸ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Tabla 3-1; Página 3-6.

¹⁹ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Tabla 3-1; Página 3-6.

Tabla 2. 6 Espesores mínimos para las planchas del cuerpo²⁰.

Diámetro nominal del tanque Nota 1		Espesores nominales de las planchas Notas 2,3	
(m)	(ft)	(mm)	(in)
< 15	< 50	5	3/16
15 -36	50-20	6	1/4
36-60	120-200	8	5/16
> 60	> 200	10	3/8

Notas:

- 1.- A menos que el comprador acuerde otra cosa, el diámetro nominal del tanque será el diámetro de la línea de centros de las planchas del anillo del fondo.
- 2.- Los espesores nominales de las planchas se refiere al cuerpo del tanque como construido.
- 3.- Cuando se especifique por el comprador, planchas con un mínimo nominal de espesor de 6mm puede ser sustituido por planchas de ¼ in.

Para el cálculo en sí la norma presenta dos métodos para determinar los espesores: el uno es el **Método del punto Fijo** y un segundo es el **Método del punto Variable**.

El método el cual se empleará para calcular los espesores esta a decisión del comprador. Mediante el método del punto fijo se obtienen espesores mayores que por el otro método debido a que es más general, por el método del punto variable se optimiza y abarata costos ya que se utilizará planchas de menor espesor, incidiendo el peso de las planchas o láminas en el peso del tanque y por ende en el precio.

Los procedimientos de cálculo para el método del punto fijo esta dado en el Apéndice A y en la sección 3 párrafos 3.6.1, 3.6.2, 3.6.3 de la norma API 650 que proporcionan fórmulas para calcular los espesores y para el segundo método en el párrafo 3.6.4 da ecuaciones para el cálculo y está ejemplificado en el apéndice K, generalmente si el cliente no especifica otra cosa se procede al diseño por el método del punto fijo.

²⁰ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Página 3-6.

Las ecuaciones que se utilizan son:

2.3.3.2.1 Método fijo o de un pie:

En base a la condición de resistencia:

$$t_d = \frac{2.6 * D * (H - 1) * G}{S_d * E} + CA \text{ (in.)} \quad t_d = \frac{4.9 * D * (H - 0.3) * G}{S_d * E} + CA \text{ (mm.)} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Mediante la condición de prueba hidrostática:

$$t_t = \frac{2.6 * D * (H - 1)}{S_t * E} \text{ (in.)} \quad t_t = \frac{4.9 * D * (H - 0.3)}{S_t * E} \text{ (mm.)} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Donde:

t_d = espesor mínimo del cuerpo por resistencia en (in.) o (mm).

t_t = espesor mínimo del cuerpo por prueba hidrostática en (in.) o (mm).

D = diámetro nominal del tanque en (ft.) o (m).

H = altura del tanque en (ft.) o (m).

G = peso específico relativo al tanque a ser almacenado, viene especificado por el cliente pero no será menor a 1.

CA = corrosión permisible o espesor de corrosión, especificados por el comprador, esta será determinada en base a las condiciones ambientales.

S_d = esfuerzo admisible para la condición de diseño $\left(\frac{lbf}{in.^2}\right)$ o (MPa).

S_t = esfuerzo admisible para la condición de prueba hidrostática $\left(\frac{lbf}{in.^2}\right)$ o (MPa).

E = eficiencia de la junta 0.85 o 0.7.

Una vez calculado el espesor por estas dos ecuaciones, se selecciona el valor mayor es decir el mayor espesor, esto para el primer anillo para los siguientes anillos el valor a variar es la altura H, entonces para el segundo anillo se considerará $H_2 = H_1 - \text{ancho de la plancha}$, el ancho de la placa es igual a 72in. o 92in. y así se realizará el cálculo para el resto de anillos.

Los esfuerzos debido a condición de diseño (Sd) y de prueba hidrostática (St) se encuentran tabulados en la tabla 2.7 que se indica a continuación.

Tabla 2. 7 Esfuerzos del material por condición de diseño (Sd) y prueba hidrostática (St)²¹.

Especificación del material de la plancha	Grado	Mínimo esfuerzo de fluencia MPa (psi)	Mínimo esfuerzo de tracción MPa (psi.)	Esfuerzo por la condición de diseño Sd MPa (psi.)	Esfuerzo por la condición de Prueba hidrostática St MPa (psi.)
ASTM Especificaciones					
A 283M	C	205 (30000)	380 (55000)	137 (20000)	154 (22500)
A 285M	C	205 (30000)	380 (55000)	137 (20000)	154 (22500)
A 131M	A,B,CS	235 (34000)	400 (58000)	157 (22700)	171 (24900)
A 36M		250 (36000)	400 (58000)	160 (23200)	171 (24900)
A 131M	EH 36	360 (51000)	490 (71000)	196 (28400)	210 (30400)
A 573M	400	220 (32000)	400 (58000)	147 (21300)	165 (24000)
A 573M	450	240 (35000)	450 (65000)	160 (23300)	180 (26300)
A 573M	485	290 (42000)	485 (70000)	193 (28000)	208 (30000)
A 516M	380	205 (30000)	380 (55000)	137 (20000)	154 (22500)
A 516M	415	220 (32000)	415 (60000)	147 (21300)	165 (24000)
A 516M	450	240 (35000)	450 (65000)	160 (23300)	180 (26300)
A 516M	485	260 (38000)	485 (70000)	173 (25300)	195 (28500)
A 662M	B	275 (40000)	450 (65000)	180 (26000)	193 (27900)
A 662M	C	295 (43000)	485 (70000)	194 (28000)	208 (30000)
A 537M	1	345 (50000)	485 (70000)	195 (28000)	208 (30000)
A 537M	2	415 (60000)	550 (80000)	220 (32000)	236 (34300)
A 633M	C,D	345 (50000)	485 (70000)	194 (28000)	208 (30000)
A 678M	A	345 (50000)	485 (70000)	194 (28000)	208 (30000)
A 678M	B	415 (60000)	550 (80000)	220 (32000)	236 (34300)
A 737M	B	345 (50000)	485 (70000)	194 (28000)	208 (30000)
CSA Especificaciones					
G40.21M	260W	260 (37700)	410 (59500)	164 (23800)	176 (25500)
G40.21M	300W	300 (43500)	450 (65300)	180 (26000)	193 (28000)
G40.21M	350WT	350 (50800)	480 (69600)	192 (27900)	206 (29800)
G40.21M	350W	350 (50800)	380 (65300)	180 (26000)	193 (28000)
Normas Nacionales					
	235	235 (34000)	365 (52600)	137 (20000)	154 (22500)
	250	250 (36000)	400 (58300)	157 (22700)	171 (25000)
	275	275 (40000)	430 (62600)	167 (24000)	184 (26800)
ISO 630					
E275	C,D	265 (38400)	425 (61900)	170 (24700)	182 (26500)
E355	C,D	345 (50000)	490 ^a (71000 ^a)	196 (28400)	210 (30400)

²¹ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Tabla 3-2; Página 3-8.

2.3.3.2.2 Método del punto variable.

Para el método del punto variable se utiliza las ecuaciones del método anterior notados de la siguiente manera:

$$t_{pd} = t_d \quad \text{Ec. 2.4}$$

$$t_{pt} = t_t \quad \text{Ec. 2.5}$$

Igual que el anterior método se escoge el de mayor espesor y posteriormente se verifica si es posible efectuar el cálculo de espesores mediante el método del punto variable mediante la siguiente relación:

$$\frac{L}{H} \leq 2 \quad (\text{U.S}) \quad \frac{L}{H} \leq \frac{1000}{6} \quad (\text{S.I}) \quad \text{Ec. 2.6}$$

$$L = (6 * D * t)^{0.5} \quad L = (500 * D * t)^{0.5}$$

Donde:

H = altura del tanque en (m). o (ft).

D = diámetro en (m) o (ft)

t = espesor del tanque calculado mediante el método del punto fijo en (mm) o (in).

Al cumplir con esta relación se procede a calcular los espesores de los diferentes anillos mediante el siguiente mecanismo:

Se procede a calcular el espesor del primer anillo mediante las siguientes ecuaciones:

Por la condición de diseño:

$$t_{1d} = \left(1.06 - \frac{0.463 * D}{H} \sqrt{\frac{H * G}{S_d}} \right) \left(\frac{2.6 * H * D * G}{S_d} \right) + CA \quad (\text{in.}) \quad \text{Ec. 2.7}$$

$$t_{1d} = \left(1.06 - \frac{0.0696 * D}{H} \sqrt{\frac{H * G}{S_d}} \right) \left(\frac{4.9 * H * D * G}{S_d} \right) + CA \quad (\text{mm}) \quad \text{Ec. 2.8}$$

Por la condición de prueba hidrostática:

$$t_{1r} = \left(1.06 - \frac{0.463D}{H} \sqrt{\frac{H}{S_t}} \right) * \left(\frac{2.6 * H * D}{S_t} \right) \quad (\text{in.}) \quad \text{Ec. 2.9}$$

$$t_{1t} = \left(1.06 - \frac{0.0696D}{H} \sqrt{\frac{H}{S_t}} \right) * \left(\frac{4.9 * H * D}{S_t} \right) (\text{mm}) \quad \text{Ec. 2.9.1}$$

Antes de proceder con el cálculo de los posteriores anillos se verifica si el método por el punto variable esta correcto mediante la siguiente relación:

$t_{1d} < t_d$ Se aplica el método del punto variable.

$t_{1d} > t_d$ Se aplica el método del punto fijo.

Si es factible aplicar el método del punto variable se procede al igual que el método del punto fijo a seleccionar el valor mayor obtenido mediante lo cual se determina el espesor del primer anillo, para los siguientes anillos se realizará un proceso iterativo.

Mediante la siguiente relación se determinara las ecuaciones para el cálculo del segundo espesor.

$$\frac{h_1}{(r * t_1)^{0.5}} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Donde:

h_1 = altura de la placa en (in.) o (mm).

r = radio del tanque (in.) o (mm).

t_1 = espesor del primer anillo (in.) o (mm).

Entonces si la relación es menor que 1.375

$$t_2 = t_1$$

Si la relación es mayor o igual a 2.625.

$$t_2 = t_{2a}$$

Si la relación es mayor o igual a 1.375 pero menor a 2.625.

$$t_2 = t_{2a} + (t_1 - t_{2a}) \left[2.1 - \frac{h_1}{1.25(rt_1)^{0.5}} \right] \quad \text{Ec. 2.11}$$

Para determinar el valor de t_{2a} se procede a calcular mediante la siguiente ecuación:

Por la condición de diseño:

$$t_{dx} = \frac{2.6 * D * \left(H - \frac{x}{12} \right) G}{S_d} + CA \quad (\text{in.}) \quad \text{Ec. 2.12}$$

$$t_{dx} = \frac{4.9 * D * \left(H - \frac{x}{100} \right) G}{S_d} + CA \quad (\text{mm.}) \quad \text{Ec. 2.13}$$

Por la condición de prueba hidrostática:

$$t_{tx} = \frac{2.6 * D * \left(H - \frac{x}{12} \right)}{S_t} \quad (\text{in.}) \quad \text{Ec. 2.14}$$

$$t_{tx} = \frac{4.9 * D * \left(H - \frac{x}{100} \right) G}{S_t} \quad (\text{mm.}) \quad \text{Ec. 2.15}$$

De estos valores se escogerá el valor mayor, y este será igual a t_{2a} .

En donde:

$H = H_u =$ altura nueva calculada en m o (ft).

$x =$ punto variable.

El punto variable x se determinara mediante.

Sistema Ingles. (US)

Sistema Internacional (S.I)

$$x_1 = 0.61(rt_u)^{0.5} + 3.84 * C * H_u \quad x_1 = 0.61(rt_u)^{0.5} + 320 * C * H_u \quad \text{Ec. 2.16}$$

$$x_2 = 12 * C * H_u \quad x_2 = 1000 * C * H_u \quad \text{Ec. 2.17}$$

$$x_3 = 1.22 * (rt_u)^{0.5} \quad x_3 = 1.22 * (rt_u)^{0.5} \quad \text{Ec. 2.18}$$

Una vez calculados estos valores se escoge el menor valor de las x , los parámetros dados en las ecuaciones anteriores se calculan como se indica a continuación.

La nueva altura la cual se determina mediante la siguiente ecuación:

$$H_U = H_{\text{tanque}} - H_1 \quad \text{Ec. 2.19}$$

Donde:

H_u = altura nueva en (m) o (ft).

H_{tanque} = altura del tanque en (m) o (ft).

H_1 = altura del primer anillo (para posteriores anillos será la altura del anterior anillo calculado), este valor es igual a 6 ft. (1,8 m). o 8 ft. (2,4m.).

Con esta altura se procede a determinar siguiente factor:

$$K = \frac{t_l}{t_u} \quad \text{Ec. 2.20}$$

Donde:

t_l = espesor calculado para el primer anillo.

$$t_u = \frac{2.6 * D * (H_u - 1) * G}{S_d * E} + CA \quad \text{Ec. 2.21}$$

$$C = \frac{[K^{0.5}(K - 1)]}{1 + K^{1.5}} \quad \text{Ec. 2.22}$$

Una vez determinado el valor de t_{2a} que pasa a ser t_{2a1} , se procede a calcular t_{2a2} , t_{2a3} , para estos se calcula nuevamente K , para esto el valor de $t_u = t_{2a1}$ y para el siguiente nuevamente el factor K y $t_u = t_{2a2}$, de estos factores se escoge el valor de la tercera iteración y este es el valor t_{2a} . Este proceso se realizará para el resto de los anillos considerando todos los parámetros anteriores. A menos que acuerde otra cosa el comprador, las planchas del cuerpo deben tener un ancho nominal mínimo de 1800 mm (72 in.). Las planchas que están para ser soldadas a tope serán cuadradas.

2.3.3.3 Cálculo de Espesores para las Planchas del Techo.

Todos los techos y estructuras soportantes serán diseñados para soportar la carga muerta más una carga viva uniforme no menor a 1.2KPa (25 lbf/ft²) del área proyectada.

Las planchas de los techos deben tener un espesor nominal mínimo de 5 mm (3/16 in.). Mayores espesores para las planchas del techo pueden ser requeridos para un techo auto soportado. El sobre-espesor de corrosión requerido para las planchas de un techo auto soportado será añadido al cálculo de espesores a menos que el comprador acuerde otra cosa. El sobre-espesor de corrosión para las planchas de techos soportados será añadido al mínimo espesor nominal.

2.3.4 ACCESORIOS.

Los accesorios del cuerpo se escogerán en base a los parámetros anteriores y con las tablas de la norma API 650 en la que se determinan todas las dimensiones para la construcción y ubicación de estos elementos del tanque.

2.3.4.1 Manhole.

El diámetro del manhole estará de acuerdo a los siguientes valores: 500mm (20in.), 600mm (24in.), 750mm (30in.), 900mm (36in.), de estos valores el que recomienda la API 650 es el de 600mm (24in.). Para determinar el espesor de la placa de la cubierta del manhole t_c y el espesor de la brida emperrada t_f se utiliza la tabla 2.8 con la altura del tanque y el diámetro del manhole se encuentra dicho espesor.

Tabla 2. 8 Espesor de la tapa t_c y brida t_f .²²

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7	Columna 8	Columna 9	Columna 10
Máxima Altura Nivel Líquido H (ft)	Presión Equivalente (PSI)	Mínimo Espesor de la placa de la tapa t_c				Mínimo Espesor de la brida emperrada t_f			
		20 in Manhole	24 in Manhole	30 in Manhole	36 in Manhole	20 in Manhole	24 in Manhole	30 in Manhole	36 in Manhole
21	9.1	5/16	3/8	7/16	1/2	1/4	1/4	5/16	3/8
27	11.7	3/8	7/16	1/2	9/16	1/4	5/16	3/8	7/16
32	13.9	3/8	7/16	9/16	5/8	1/4	5/16	7/16	1/2
40	17.4	7/16	1/2	5/8	11/16	5/16	3/8	1/2	9/16
45	19.5	1/2	9/16	5/8	3/4	3/8	7/16	1/2	5/8
54	23.4	1/2	9/16	11/16	13/16	3/8	7/16	9/16	11/16
65	28.2	9/16	5/8	3/4	7/8	7/16	1/2	5/8	3/4
75	32.5	5/8	11/16	13/16	15/16	1/2	9/16	11/16	13/16

²²NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Tabla 3-3; Página 3-12.

Luego con el espesor del cuerpo del primer anillo T que es igual a la plancha de refuerzo del manhole t se determina el espesor del cuello del manhole t_n con ayuda de la tabla 2.9 extraída de la norma API 650.

Tabla 2. 9 Espesor del cuello del manhole del cuerpo t_n .²³

Espesores del Cuerpo y Placa de Refuerzo del Manhole t y T	Mínimo espesor para cuello in. t_n			
	Para diámetro manhole 20 in	Para diámetro manhole 24 in	Para diámetro manhole 30 in	Para diámetro manhole 36 in
3/16	3/16	3/16	3/16	3/16
1/4	¼	¼	1/4	¼
5/16	¼	¼	5/16	5/16
3/8	¼	¼	5/16	3/8
7/16	¼	¼	5/16	3/8
1/2	¼	¼	5/16	3/8
9/16	¼	¼	5/16	3/8
5/8	¼	¼	5/16	3/8
11/16	¼	¼	5/16	3/8
3/4	¼	¼	5/16	3/8
13/16	5/16	¼	5/16	3/8
7/8	3/8	5/16	5/16	3/8
15/16	7/16	7/16	7/16	7/16
1	7/16	7/16	7/16	7/16
1 1/16	7/16	7/16	7/16	7/16
1 1/8	½	½	1/2	½
1 3/16	9/16	9/16	9/16	9/16
1 1/4	5/8	9/16	9/16	9/16
1 5/16	5/8	5/8	5/8	5/8
1 3/8	11/16	5/8	5/8	5/8
1 7/16	11/16	11/16	11/16	11/16
1 1/2	¾	¾	3/4	¾

Con la tabla 2.10 se puede determinar el diámetro en el cual se ubicarán los pernos en la placa de la cubierta D_b y el diámetro de la placa de la cubierta D_c .

Tabla 2. 10 Diámetro de eje del círculo de agujeros D_b y Diámetro de la tapa de manhole D_c .²⁴

Columna 1 Diámetro de Manhole (in) ID	Columna2 Diámetro del círculo de los agujeros (in) D_b	Columna 3 Diámetro de la tapa manhole (in) D_c
20	26 ¼	28 ¾
24	30 ¼	32 ¾
30	36 ¼	38 ¾
36	42 ¼	44 ¾

²³ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Tabla 3-4; Página 3-12.

²⁴ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Tabla 3-5; Página 3-13.

Con la tabla 2.11 y mediante el diámetro del manhole se selecciona D_R diámetro del agujero de la placa de refuerzo, $L = D_o$ que son la longitud de la placa de refuerzo o el diámetro y el ancho W de la placa de refuerzo.

Tabla 2. 11 Dimensiones de las boquillas del cuerpo (in)²⁵.

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7	Columna 8	Columna 9
NPS Diámetro de la Boquilla O Cuello de Manhole	Diámetro Exterior del Tubo D_P	Espesor Nominal de la pared del tubo de la boquilla t_n	Diámetro de la Placa de Refuerzo D_R	Longitud del lado de placa refuerzo o diámetro $L=D_o$	Ancho de la Placa de refuerzo W	Mínima distancia desde el cuerpo a la cara de la boquilla J	Mínima distancia del fondo del tanque al centro de la boquilla	
							Tipo Regular H_N	Tipo Baja C
Boquilla sin roscar -Brida.								
48	48	e	48 1/8	96 3/4	117	16	52	48 3/8
46	46	e	46 1/8	92 3/4	112	16	50	46 3/8
44	44	e	44 1/8	88 3/4	107 1/4	15	48	44 3/8
42	42	e	42 1/8	84 3/4	102 1/2	15	46	42 3/8
40	40	e	40 1/8	80 3/4	97 3/4	15	44	40 3/8
38	38	e	38 1/8	76 3/4	92 3/4	14	42	38 3/8
36	36	e	36 1/8	72 3/4	88	14	40	36 3/8
34	34	e	34 1/8	68 3/4	83 1/4	13	38	34 3/8
32	32	e	32 1/8	64 3/4	78 1/2	13	36	32 3/8
30	30	e	30 1/8	60 3/4	73 1/2	12	34	30 3/8
28	28	e	28 1/8	56 3/4	68 3/4	12	32	28 3/8
26	26	e	26 1/8	52 3/4	64	12	30	26 3/8
24	24	0.5	24 1/8	49 1/2	60	12	28	24 3/4
22	22	0.5	22 1/8	45 1/2	55 1/4	11	26	22 3/4
20	20	0.5	20 1/8	41 1/2	50 1/2	11	24	20 3/4
18	18	0.5	18 1/8	37 1/2	45 3/4	10	22	18 3/4
16	16	0.5	16 1/8	33 1/2	40 3/4	10	20	16 3/4
14	14	0.5	14 1/8	29 1/2	36	10	18	14 3/4
12	12 3/4	0.5	12 7/8	27	33	9	17	13 1/2
10	10 3/4	0.5	10 7/8	23	28 1/4	9	15	11 1/2
8	8 5/8	0.5	8 3/4	19	23 1/4	8	13	9 1/2
6	6 5/8	0.432	6 3/4	15 3/4	19 1/2	8	11	7 7/8
4	4 1/2	0.337	4 5/8	12	15 1/4	7	9	6
3	3 1/2	0.3	3 5/8	10 1/2	13 1/2	7	8	5 1/4
2	2 3/8	0.218	2 1/2	-	-	6	7	I
1 1/2	1.9	0.2	2	-	-	6	6	I
Boquilla Roscada –Brida								
3	4.0	Acoplado	4 1/8	11 1/4	14 1/4	-	9	5 5/8
2	2.875	Acoplado	3	-	-	-	7	I
1 1/2	2.2	Acoplado	2 3/8	-	-	-	6	I
1	1.576	Acoplado	1 11/16	-	-	-	5	I
3/4	1.313	Acoplado	1 7/16	-	-	-	4	I

²⁵ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000; Tabla 3-6; Página 3-18.

En la figura 2.8 se encuentran representados estos valores como también se encuentra tabulados: pernos y agujeros de perforación, empaques, altura mínima desde base del tanque hasta centro del agujero del manhole, así como también las juntas que deben realizarse para unir las placas de refuerzo al cuerpo del tanque.

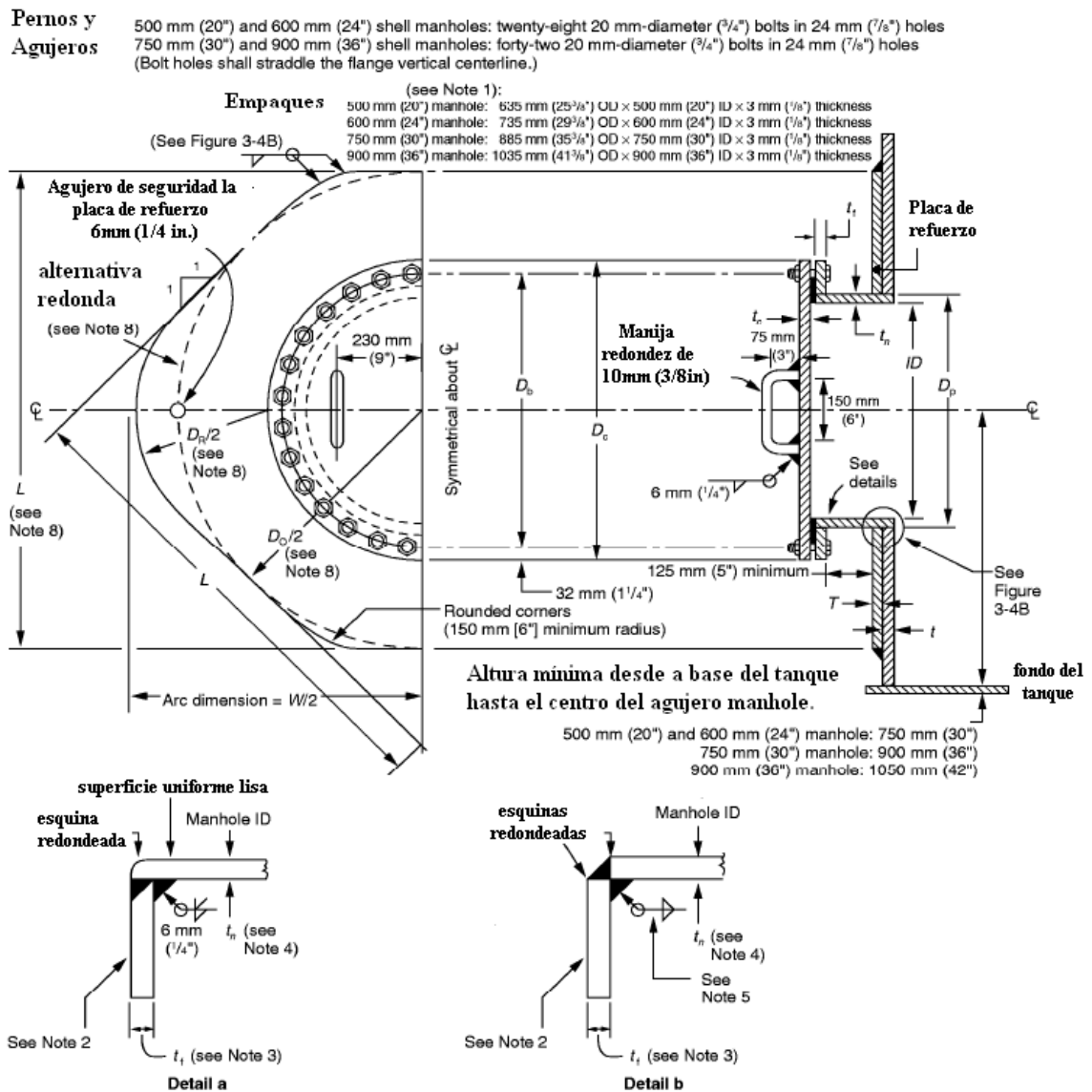


Figura 2. 8 Manhole del cuerpo, para acceso de limpieza.²⁶

Notas:

- 1.- El material de los empaques será especificado por el comprador. Este material debe cumplir con los requisitos para el producto almacenado, temperatura y resistencia al fuego.

²⁶ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000. Página 3-14.

- 2.- La superficie del empaque será maquinado para proporcionar un mínimo de resistencia del empaque, con un ancho de 20mm (3/4in.).
- 3.- Ver la tabla 2.8.
- 4.- Ver la tabla 2.9.
- 5.- El tamaño de la soldadura debe ser igual al menor de los espesores de los miembros a unir.
- 6.- Las boquillas del cuerpo mostradas en la tabla 2.11 pueden ser sustituidas por manholes.
- 7.- Las dimensiones para D_o , D_R , L y W se encuentran en la tabla 2.11, columnas 4,5,6.

Un procedimiento similar se utiliza para el resto de accesorios como son: Manhole del Techo, Boquillas de Entrada, Boquillas de Salida, Puertas de limpieza a nivel, Sumidero o Tina de lodos, Plataformas, pasadizo, escalinatas.

2.4 PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.

2.4.1 CORROSIÓN.

La corrosión podría ser definida como el deterioramiento de un metal que resulta de una reacción con el medio ambiente. La corrosión de estructuras de acero es un proceso electroquímico. Para que el proceso de corrosión se de, áreas con diferentes potenciales eléctricos deben existir en la superficie del metal. Estas áreas deberían ser eléctricamente conectadas y estar en contacto con un electrolito.

Hay cuatro componentes en cada celda de corrosión: un ánodo, un cátodo, un conductor metálico conectado al ánodo y al cátodo, y un electrolito (ver la figura 2.9). La regla de cada componente en el proceso de corrosión es diferente y se detalla a continuación:

a.- En el ánodo, la base del metal va dentro de la solución (corroída) liberando electrones y formando iones positivos en el metal. Para el acero, la reacción iónica es $Fe \rightarrow Fe^{+2} + 2e^-$.

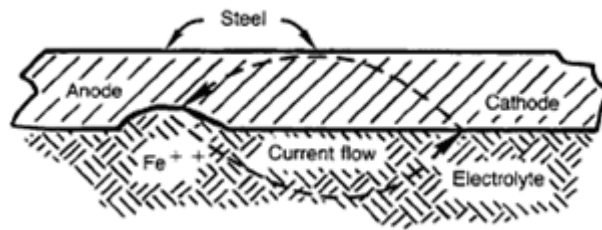


Figura 2. 9 Componentes de la corrosión²⁷

b.- En el cátodo, la reacción química toma el lugar usando los electrones soltados en el ánodo. Ninguna corrosión tiene lugar en el cátodo. Una reacción catódica común es: $O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-$

c.- El conductor metálico proporciona un medio para que los electrones liberados en el ánodo fluyan al cátodo.

d.- El electrolito contiene iones y conduce corriente positiva del ánodo al cátodo por movimiento iónico. El electrolito contiene ambos iones: iones cargados negativamente llamados aniones y los iones cargados positivamente llamados cationes estos son atraídos al ánodo y al cátodo, respectivamente. La tierra húmeda es el electrolito más común para las superficies externas del fondo del tanque, mientras el agua y el lodo son generalmente los electrolitos para las superficies internas.

La inspección visual es un factor importante para determinar puntos de corrosión, por lo tanto el personal que realiza esta inspección estará orientado a revisar visualmente y con la ayuda de la norma API 651 (PROTECCIÓN CATÓDICA DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO SOBRE LA SUPERFICIE), los sitios o zonas del tanque donde actúa la corrosión en mayor proporción, esta determinado en base a lo anterior que los puntos donde ataca la corrosión son: el fondo del tanque, el anillo inferior unido al fondo del tanque, el anillo superior, el techo y accesorios.

²⁷ NORMA API 651. Segunda Edición, Noviembre 1997; Página 4.

Los tipos de corrosión que pueden generarse en el tanque de acuerdo a las condiciones de trabajo son:

2.4.1.1 Corrosión Externa²⁸.

La acción de este fenómeno sobre el fondo externo de los tanques es un serio problema, el tipo de suelo (ver tabla 2.12) y los materiales usados en la formación de la cimentación pueden tener componentes corrosivos que en presencia de otros elementos contaminantes causan corrosión electrolítica que es acelerada en caso de producirse una fuga del producto por el fondo, esta corrosión, en caso de tanques grandes de almacenamiento puede ser controlada con sistemas de protección catódica.

Tabla 2. 12 Guías para revisar los datos de análisis del suelo²⁹.

Componente	Corrosivo	Muy Corrosivo
pH	5.0 – 6.5	< 5.0
Cloruros	300 – 1000 PPM	>1000 PPM
Sulfatos	1000 – 5000 PPM	> 5000 PPM

Por otro lado, el anillo más bajo de la pared del tanque puede ser severamente afectado por corrosión externa, justamente en la unión del fondo con la pared en este sector puede acumularse agua o tierra húmeda, además en tanques asentados en una base anular de concreto pueden depositarse mezclas de materiales corrosivos que se amalgaman en el sello utilizado en el asentamiento.

Las otras partes externas del tanque son afectadas por la corrosión atmosférica, misma que puede llegar a ser severa en el caso de existir una atmósfera ácida o sulfurosa. En las zonas planas, como el techo o anillo de rigidez, se debe tener cuidado con las depresiones que pueden acumular aguas lluvias, que son puntos de concentración de corrosión. En estos casos, la protección adecuada es una buena película de pintura.

²⁸ Tesis “Elaboración de procedimientos de inspección técnica para tanques de almacenamiento y líneas de flujo en la industria petrolera”; Tapia Ochoa, Leonardo; 1994.

²⁹ NORMA API 651. Segunda Edición, Noviembre 1997; Tabla 2;Página 8.

2.4.1.2 Corrosión por Pérdida de Corriente³⁰

Las pérdidas de corriente (también conocida como interferencia de corrientes) viajan a través del suelo electrolito a estructuras para las que no son deseadas. Usualmente, la estructura afectada recolecta las interferencias de corriente del electrolito; la fuente de estas corrientes no está eléctricamente conectada a la estructura afectada. Como se muestra en la figura 2.10, la pérdida de corriente podría entrar en el fondo del tanque no protegido y viajar a través del metal de baja resistencia a una área en el tanque más cerca de la estructura protegida (tubería). En esta localización, las posteriores descargas de corriente en el electrolito (suelo) en el punto B dan como resultado pérdida de metal. La más común y dañina pérdida de corriente es la directa. Estas corrientes son generadas por sistemas de poder eléctrico conectados a tierra, incluyendo ferrocarriles eléctricos, máquinas de soldadura, sistemas de protección catódica por corriente impresa, y generadores termoeléctricos.

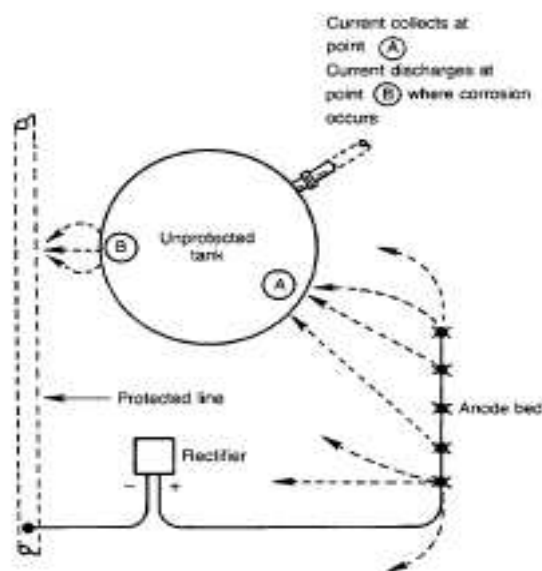


Figura 2. 10 Ejemplo de corrosión por pérdida de corriente en el fondo del tanque no protegido.³¹

³⁰ Elaboración de procedimientos de inspección técnica para tanques de almacenamiento y líneas de flujo en la industria petrolera; Tapia Ochoa, Leonardo; 1994.

³¹ NORMA API 651. Segunda Edición, Noviembre 1997; Página 5.

La severidad de la corrosión (pérdida de metal) resultante de la interferencia de corriente depende de varios factores:

- a.- Separación y dirección de la interferencia, las estructuras afectadas y la localización del origen de la interferencia de corriente.
- b.- Magnitud y densidad de la corriente.
- c.- La cantidad de una capa en la estructura afectada.
- d.- La presencia y localización de juntas mecánicas que tienen alta resistencia eléctrica.

2.4.1.3 Corrosión Galvánica.

La corrosión galvánica ocurre cuando dos metales con diferente composición (así como diferentes potenciales electroquímicos) son conectados en un electrolito (usualmente la tierra). La corriente fluirá del metal más activo (ánodo) al metal menos activo (cátodo) con el ataque acelerado al ánodo. Por ejemplo, la corrosión galvánica puede ocurrir cuando una válvula check de bronce se une a una tubería de acero al carbón o donde acero puro o una tubería de cobre es conectada a un tanque de acero al carbón. En la tubería de acero del tanque por ejemplo, la tubería llega a ser el cátodo y el tanque de acero es el ánodo.

Desde que las corrientes toman el camino de menor resistencia, la corrosión más severa que ataca ocurrirá en el área sobre el tanque de acero inmediatamente adyacente a la tubería como se muestra en la figura 2.11. La magnitud de tal problema es dependiente de varios factores. El factor más significativo es las áreas relativas del cátodo y ánodo y la posición relativa de los dos materiales en las series galvánicas.

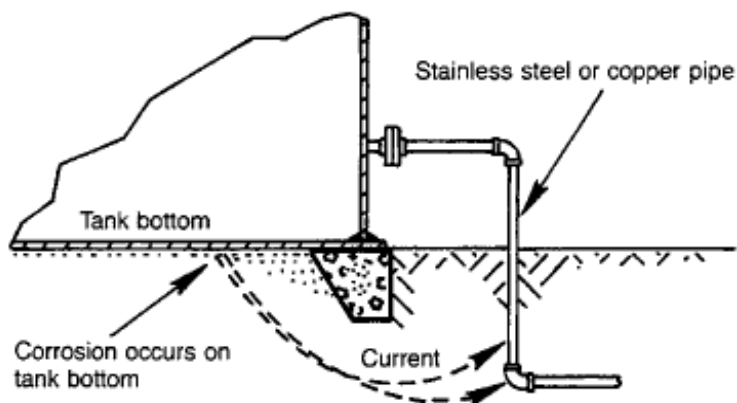


Figura 2. 11 Corrosión galvánica.³²

2.4.1.4 Corrosión Interna

La experiencia ha revelado que la corrosión puede ocurrir en la superficie interna del fondo del tanque. La magnitud o naturaleza de la corrosión depende de muchos factores asociados con la composición del fluido en contacto con el fondo de acero.

Los principales factores que influyen en la severidad de la corrosión de los tanques atmosféricos son:

- a.- Conductividad (una función de sólidos disueltos).
- b.- Sólidos suspendidos.
- c.- Nivel de pH.
- d.- Gases disueltos tales como CO₂, H₂O, u O₂.

³³Los tanques que almacenan derivados de petróleo, que son usualmente construidos de acero y de techo fijo, presentan una corrosión interna localizada en el último anillo, debido a que en el espacio de vapor comúnmente se encuentra sulfuro de hidrógeno, vapor de agua, oxígeno o una mezcla de éstos, elementos que son altamente corrosivos.

³² NORMA API 651. Segunda Edición, Noviembre 1997; Página 5.

³³ Tesis "Elaboración de procedimientos de inspección técnica para tanques de almacenamiento y líneas de flujo en la industria petrolera"; Tapia Ochoa, Leonardo; 1994.

Los tanques para almacenar derivados de petróleo como la gasolina o cualquier producto volátil, son construidos con techos flotantes con el fin de disminuir la evaporación de los productos, en estos casos se debe poner especial interés en el primer anillo inferior por cuanto la acumulación de agua y sedimentos pueden afectar el material.

En las áreas cubiertas por el líquido almacenado la corrosión comúnmente es causada por las sales ácidas, sulfuros de hidrógeno y otros compuestos de azufre existentes en el fluido de servicio.

El mecanismo adecuado para proteger los tanques atmosféricos para almacenamiento de crudo, es la protección catódica la cual es recomendada por la norma API 651.

2.4.2 PROTECCIÓN CATÓDICA.

La protección catódica está dirigida a proteger el punto más crítico donde ataca la corrosión el fondo del tanque, ya que otras zonas donde se genere corrosión puede evitarse con pinturas especiales como las anticorrosivas.

Existen dos métodos de protección catódica, el sistema galvánico y el sistema de corriente impresa.

2.4.2.1 Sistemas Galvánicos.

Los sistemas galvánicos usan un metal más activo que la estructura a proteger para suministrar la corriente requerida para frenar la corrosión (ver la tabla de series galvánicas parciales). El metal más activo es llamado ánodo, comúnmente llamado ánodo galvánico o un ánodo de sacrificio. El ánodo es eléctricamente conectado a la estructura a ser protegida y enterrado en el suelo. Una celda de corrosión galvánica desarrollada y el ánodo de metal activo se corroe (es sacrificado) mientras el metal de la estructura (cátodo) es protegido.

Cuando la corriente de protección entra en la estructura, previene el flujo de corriente de corrosión de la superficie del metal. La corriente entonces retorna al ánodo galvánico a través de un conductor metálico (ver figura 2.12). Comúnmente los metales usados como ánodos galvánicos en el suelo son, magnesio y zinc. Los ánodos son usualmente distribuidos alrededor del perímetro del tanque o enterrados debajo el fondo del tanque. Los sistemas galvánicos son normalmente aplicados únicamente a tanques de diámetros pequeños.

Tabla 2. 13 Series galvánicas³⁴.

Metal	Voltaje
Magnesio comercial puro.	- 1.75
Magnesio con (6% Al, 3% Zn, 0.15% Mn).	- 1.6
Zinc.	- 1.1
Aluminio con (5% Zinc).	- 1.0
Aluminio comercial puro.	- 0.8
Acero bajo en carbono (superficie brillante).	- 0.5 a - 0.8
Acero bajo en carbono (superficie con oxido).	- 0.2 a - 0.5
Hierro fundido.	- 0.5
Plomo.	- 0.5
Acero de bajo carbono en concreto.	- 0.2
Cobre, Bronce.	- 0.2
Hierro fundido con porcentaje alto de silicio.	- 0.2
Carbón, Coque.	+ 0.3

2.4.2.1.1 Ventajas del Sistema Galvánico.

Hay varias ventajas de sistemas galvánicos.

- a.- No se requiere de ningún suministro de poder externo.
- b.- La instalación es relativamente fácil.
- c.- El capital de inversión es bajo para tanques de diámetro pequeño.

³⁴ NORMA API 651. Segunda Edición, Noviembre 1997; Tabla 3; Página 10.

- d.- Los costos de mantenimiento son mínimos.
- e.- Los problemas por interferencias (pérdidas de corrientes) son raros.
- f.- La frecuencia requerida de monitoreo es menor.

2.4.2.1.2 Desventajas del sistema galvánico.

- a.- El manejo de potencial es limitado.
- b.- El rendimiento de corriente es bajo.
- c.- El método es limitado para usar en suelos de baja resistencia.
- d.- El método no es práctico para la protección de estructuras de barras largas.

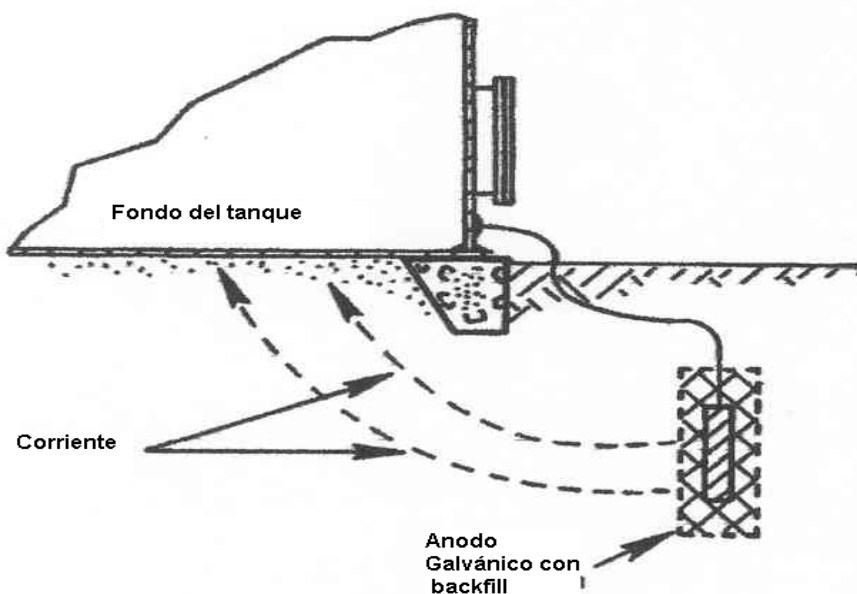


Figura 2. 12 Protección Catódica Galvánica Con Ánodos de Sacrificio.³⁵

2.4.2.2 Sistemas de Corriente Impresa.

El segundo método para aplicar protección catódica a un tanque de almacenamiento sobre la superficie es el uso de corriente impresa de una fuente externa. Los sistemas de corriente impresa usan corriente directa proporcionada usualmente por un rectificador enlazado a una fuente de poder AC. El rectificador convierte la corriente alterna a corriente directa. La corriente directa del rectificador fluye al ánodo de corriente impresa enterrado y esta a través del suelo electrolito, va hacia el fondo del tanque como se indica en la figura 2.13.

³⁵ NORMA API 651. Segunda Edición, Noviembre 1997, Adenda 1, Marzo 2000. Página 11.

2.4.2.2.1 *Ventajas de los sistemas de corriente impresa.*

Las ventajas de los sistemas de corriente impresa comprenden:

- a.- Disponibilidad de manejo de potencial grande.
- b.- Alto rendimiento de corriente capaz de proteger estructuras grandes.
- c.- Capacidad de rendimiento de corriente variable.
- d.- Aplicación a casi cualquier resistividad de suelo.

2.4.2.2.2 *Desventajas de los sistemas de corriente impresa.*

Las desventajas de los sistemas de corriente impresa comprenden:

- a.- Posibles problemas de interferencia (pérdidas de corriente) de estructuras externas.
- b.- Las pérdidas de energía A C causa pérdidas de protección.
- c.- El mantenimiento y costos de operación son altos.
- d.- Para pequeñas instalaciones el costo es alto
- e.- Los aspectos de seguridad en la localización del rectificador.
- f.- Aspectos de seguridad de conexión de un conductor negativo.
- g.- Necesita mayor frecuencia de monitoreo.

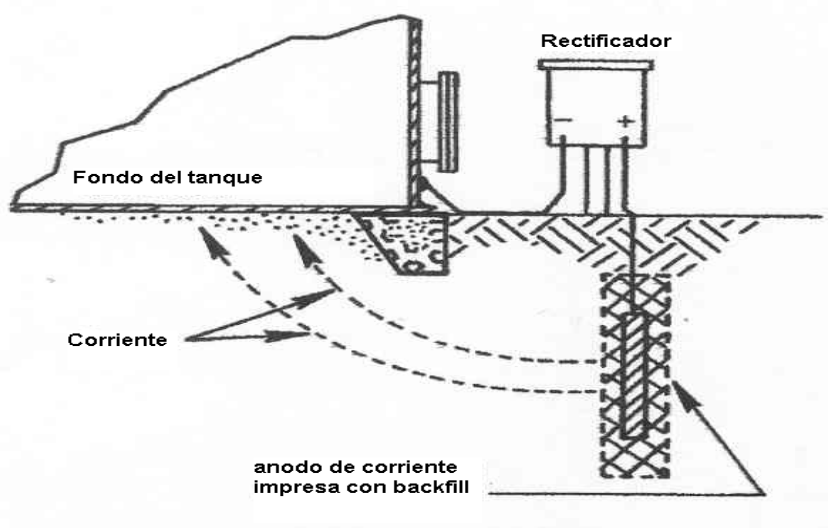


Figura 2. 13 Protección Catódica por Corriente Impresa.³⁶

³⁶ NORMA API 651. Segunda Edición, Noviembre 1997; Página 11.

2.4.2.2.3 *Rectificadores de protección catódica.*

Un típico rectificador de protección catódica tiene dos componentes principales: (a) un transformador reductor para reducir el voltaje suministrado de corriente alterna (AC), y (b) elementos rectificadores para convertir AC a corriente directa (DC), entrada y salida.

CAPITULO III

PARÁMETROS DE EVALUACIÓN PREVIOS A LA CERTIFICACIÓN.

Para la certificación de un tanque es importante analizar los datos obtenidos mediante un protocolo de pruebas, mediciones y ensayos los cuales determinan que un tanque esta en condiciones adecuadas o no para operar. Los parámetros de evaluación serán considerados como base fundamental para la estructuración de los informes que permitan dar paso a la certificación.

3.1 MATERIALES Y DISEÑO.

Los materiales utilizados estarán certificados por parte de la constructora que están acuerdo a la norma API 650 en la sección 2, que contiene: referencias sobre las láminas a utilizarse en los cuerpos, fondos, techos, de acuerdo con las normas ASTM, CSA, ISO. Al igual el diseño y construcción del tanque serán certificados bajo la norma API 650.

3.2 INSPECCION VISUAL.

Es un ensayo no destructivo en donde se determinan las discontinuidades superficiales que sean evidentes a simple vista, las cuales pueden estar presentes tanto en la soldadura como en las chapas u otros elementos del sistema tanque. Esta prueba es importante para iniciar la evaluación del estado general del tanque. Mediante la prueba de inspección visual se evalúan y analizan las discontinuidades presentes y el estado general de corrosión.

3.2.1 DISCONTINUIDADES.

La existencia de discontinuidades superficiales que sean evidentes a simple vista (ver Anexo 2), las cuales pueden estar presentes tanto en la soldadura como en las chapas u otros elementos del sistema tanque, en el caso de la soldadura tenemos parámetros aprobación o rechazo y reparación, en el caso de chapas u otros elementos será recomendable cambiarlos.

3.2.1.1 Parámetros de Aprobación.

Según la norma API 650, Sección 6, punto 6.5 dice:

Una soldadura será aceptable por inspección visual si la inspección muestra lo siguiente:

- a.- No existan cráteres fisurados, otras superficies fisuradas o fisuras en forma de arco o adyacentes a las juntas soldadas.

- b.- Socavamientos que no excedan los límites dados en 5.2.1.4 para juntas a tope verticales, el máximo aceptable de socavamientos es 0.4mm (1/64in.) de la base del metal. Para juntas a tope horizontales y verticales los socavamientos no deben exceder el 0.8mm (1/32in.) de profundidad de la plancha. Para soldaduras que unen boquillas, manholes, accesos de limpieza, y uniones permanentes, los socavamientos no deben exceder 0.4mm (1/64 in.) del material.

- c.- La frecuencia de una superficie porosa en la soldadura no exceda un grupo (uno o más poros) en 100mm (4 in.) de longitud, y el diámetro de cada grupo no exceda 2.5mm (3/32 in.).

3.2.1.2 Parámetros de Reparación.

Una soldadura que no cumple con el criterio dado en el punto anterior será tratada antes de la prueba hidrostática como se indica a continuación:

a.- Cualquier defecto será removido por medios mecánicos o excavados por procesos térmicos. Las fisuras en forma de arco descubiertos adyacentes a las juntas soldadas serán reparados por amoladora y re-soldados como es requerido. Las fisuras en forma de arco reparadas por soldadura serán amoladas con la plancha.

b.- Es necesario soldar nuevamente si el espesor resulta ser menor que el mínimo requerido por las condiciones de diseño o por prueba hidrostática. Todos los defectos en áreas mayores que la mínima serán reducidos por lo menos en 4:1 gradualmente.

c.- La reparación por soldadura será examinada visualmente para los defectos.

3.2.2 COMPONENTES DEL TANQUE Y EQUIPO AUXILIAR.

La inspección visual de los componentes del tanque permite verificar que no presenten deformaciones producto de golpes accidentales y también se debe inspeccionar si existen signos de corrosión externa severa. Además se verifica el estado y condiciones del equipo auxiliar, como son las válvulas, drenajes, escaleras, conexiones.

3.2.2.1 Parámetros de Aceptación o Rechazo y Reparación.

En el caso de que se encuentren tanto componentes del tanque como el equipo auxiliar en malas condiciones lo conveniente es realizar un cambio de estos elementos. Para el caso de corrosión se verificara el sistema de protección catódica si existe y pintura, y se dará las respectivas recomendaciones como por ejemplo implantar un sistema de protección catódica en el caso de no existir o

revisar el diseño de protección, en el caso de la pintura solicitar una nueva capa de esta.

3.3 PRUEBA DE REDONDEZ.

Esta prueba se realiza con la finalidad de determinar las condiciones geométricas de fabricación y en operación del tanque, el procedimiento que se efectúa con tomas de medidas de redondez para lo cual se obtiene diámetros a distintas alturas y por anillo, las medidas se las realiza con una estación total, misma que trabaja con valores en el espacio X, Y, Z; estos valores son procesados mediante un software producto del cual se obtienen los resultados los cuales se muestran mediante cuadros con el respectivo informe, ver Anexo (3) .

3.3.1 PARÁMETROS DE ACEPTACIÓN O RECHAZO Y REPARACIÓN.

El parámetro esta de acuerdo a la norma API 650, sección 5, punto 5.5.3, en el cual se establece que los radios de la envolvente (anillo) medidos arriba del fondo de la esquina soldada, no excederán de las tolerancias indicadas en la siguiente tabla.

Tabla 3. 1 Tolerancia de los radios de la envolvente³⁷.

Diámetro del tanque	Tolerancia en el radio
Hasta 12m (40 ft)	$\pm 13mm$ ($\pm \frac{1}{2}$ in.)
De 12 a 45m (40 ft a 150 ft)	$\pm 19mm$ ($\pm \frac{3}{4}$ in.)
De 45 a 75m (150 ft a 250 ft)	$\pm 25mm$ (± 1 in.)
Mayor de 75m (mayor de 250 ft)	$\pm 32mm$ ($\pm 1 \frac{1}{4}$ in.)

³⁷ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000. Página 5-5.

3.3.2 EFECTOS DE FUERA DE REDONDEZ.

El total de “fuera de redondez” necesaria para causar un error del 0.01% debe ser bastante mas grande que lo aceptable en la construcción de tanques por lo que este efecto puede ser despreciado.

3.4 PRUEBA DE VERTICALIDAD.

Al igual que la prueba de redondez, la toma de las medidas de verticalidad será con la estación total y se realizará el mismo procedimiento para la obtención de datos.

3.4.1 PARÁMETROS DE APROBACIÓN O RECHAZO.

Se consideran dos parámetros los cuales para aprobar o rechazar dependerá del criterio de la inspectora, estos son:

En base a la API 650 para tanques nuevos la máxima desviación de la vertical desde la parte más alta del cuerpo (anillo superior) a un punto situado a 300mm, arriba del fondo, no deberá exceder de $1/200$ de la altura total H del tanque; la desviación en cada anillo, será proporcional a la máxima. Por ejemplo: en un tanque de 6 anillos de planchas de 2438mm (8 ft) cada uno, la altura total valdrá 14 628 mm (48 ft). La desviación total será de 76mm (3 in.) en números redondos y en cada anillo, la tolerancia se incrementará 12.5mm (1/2 in.) como máximo.

En función a la norma API 653 para tanques que han están en operación la máxima desviación de la vertical desde la parte más alta del cuerpo (anillo superior) a un punto situado a 300mm, arriba del fondo, no deberá exceder de $1/100$ de la altura total del tanque, a diferencia del criterio anterior aquí proporciona un rango mayor de desviación.

La desviación con respecto a la vertical en cualquier placa del cuerpo no excederá de los valores especificados anteriormente.

3.5 PRUEBA EN VACÍO.

La prueba de vacío es convenientemente ejecutarla usando una caja de metal de 150mm (6in.) de ancho por 750mm (30in.) de largo con una ventana de vidrio en la parte superior de la caja. La abertura del fondo es sellada contra la superficie del tanque por un empaque de tipo goma esponjosa; se utilizará conexiones apropiadas, válvulas y manómetros.

Un vacío será inducido en la caja por un método conveniente, tal como la conexión de un motor a gasolina o diesel de entrada múltiple, o a un expulsor de aire o una bomba especial de vacío. El manómetro deberá registrar un vacío parcial de por lo menos 21kPa (3lbf/in².) manométrico.

Como una alternativa para la prueba mediante la caja de ensayos al vacío, un adecuado indicador de gas y compatible detector puede ser usado para evaluar la integridad de las juntas soldadas del fondo esto será aprobado y revisado por el comprador.

3.5.1 PARÁMETROS DE APROBACIÓN O RECHAZO.

Aproximadamente 750mm (30 in.) de la unión de la caja de prueba a la superficie del tanque son cepillados con una solución de jabón o con aceite de linaza. La caja para ensayos en vacío se localiza sobre la sección cubierta de la unión, y un vacío es aplicado a la caja. La presencia de porosidad en la unión es indicada por burbujas o espuma producido por aire absorbido a través de la unión soldada, en cuyo caso se tiene que reparar la unión soldada considerando los aspectos de reparación descritos en la inspección visual en lo referente a discontinuidades.

3.6 PRUEBA DE MEDICIÓN DE ESPESORES.

Esta medición se la realiza con la finalidad de detectar los rangos del deterioro que sufren los tanques en sus diferentes componentes, esto se va a realizar en tanques nuevos como en tanques ya operativos, determinando cuan corrosivo es el ambiente externo e interno del tanque, y a la vez servirá como un registro para

posteriores mediciones, conforme transcurra el tiempo de operación del tanque, siendo esta nueva medición de espesores un factor importante en la decisión si el tanque puede o no continuar en uso.

La medición se la va a realizar por ultrasonido, en el caso de tanques que ya se encuentran en operación el tiempo en el cual se realizará esta medición ultrasónica de espesores va a depender de las velocidades de corrosión calculadas o relacionadas en base a registros de tanques de servicio similares.

3.6.1 VELOCIDAD DE CORROSIÓN.

De acuerdo a la API 653 la velocidad de corrosión será determinada mediante la utilización de una ecuación que establece una relación entre la diferencia de espesores del tanque medidos después de un periodo de tiempo de fabricación u operación del mismo.

$$N = \frac{t_o - t_m}{T} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

N = velocidad de corrosión.

t_o = espesor original o espesor de la última inspección.

t_m = espesor actual medido.

T = tiempo de servicio.

3.6.2 VIDA ÚTIL.

Esta determina el período de tiempo mediante el cual se estima cuanto mas durará un determinado elemento del tanque, esta dada mediante:

$$V_U = \frac{t_m - t_{mín}}{T} \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

t_m = espesor actual medido.

$t_{mín}$ = espesor mínimo, según la API 653 este no debe ser menor a 0.1 in.

La prueba de medición de espesores se puede clasificar en dos, según el sitio desde donde se efectuó la toma de datos.

3.6.3 MEDICIÓN EXTERNA.

La medición externa se realiza cuando el tanque no puede salir de operación o no se pueda evacuar el producto almacenado, las zonas a ser medidas son: el cuerpo (paredes) y el techo del tanque. Durante esta prueba se determinará el periodo en el cual se tiene que realizar la próxima medición ultrasónica de espesores para garantizar que el tanque no se vea afectado por la corrosión existente y garantizar su perfecto funcionamiento.

3.6.4 MEDICIÓN INTERNA.

Es importante para evaluar el fondo del tanque, se realiza cuando el mismo se encuentre fuera de servicio. En caso de que por razones operativas el tanque no pueda salir de servicio, el tiempo en que se debe realizar una inspección interna no debe exceder de 20 años.

Tabla 3. 2 Periodos para medición ultrasónica de espesores³⁸.

Tanque		Velocidad de corrosión.	Períodos o intervalos de inspección.	
Nuevo		-----	5 Años después de entrar en operación	
Operación en condiciones normales.		Desconocida	5 Años	
Operación en condiciones normales.		Conocida	$< \text{RCA}/2\text{N}$ (Años) ○ <i>no exceder los</i> 15 Años	RCA =corrosión remanente permisible (Milésimas de pulg.) N = velocidad de corrosión (Milésimas de pulg. / Año)
Operación Crítica	Alta	N > 0,5mm/Año (> 20 mpy.) mpy = Milésimas de pulg. / Año	6 meses	
		0,5 mm/Año (20 mpy.) < N < 0,25mm/ Año	2 Años	

³⁸ Tesis "Elaboración de Procedimientos de Inspección Técnica para Tanques de Almacenamiento y Líneas de flujo de la Industria Petrolera; Tapia- Ochoa; 1994.

3.6.4.1 Puntos de Medición.

Los puntos donde se va a realizar la medición ultrasónica de espesores dependerán de un manual de inspección técnica así:

- **Pared del Tanque** .- de acuerdo a los puntos donde ataca la corrosión, se seleccionará el anillo inferior y el anillo superior del tanque, para el caso de tanques de techo fijo, con la finalidad de determinar el estado de estas zonas en particular, se escogerá un anillo intermedio, con el propósito de evaluar el avance uniforme y general de la corrosión en las planchas del tanque.

En estos anillos, se seleccionará una franja de 50mm de ancho, ubicada a 300mm. por encima del cordón de soldadura inferior, a excepción del último anillo que debe ubicarse a 300mm. de la soldadura superior del anillo inspeccionado.

Determinadas las zonas indicadas, en caso de que el estado y adherencia de la pintura esté en buenas condiciones, se las marcará y se procederá a realizar un barrido ultrasónico del área. Para medir el espesor de la pintura se utiliza un equipo ultrasónico calibrado específicamente para evaluar la capa de pintura. Con otro equipo de medición ultrasónica se procede a medir el espesor total del tanque incluido la pintura. La diferencia entre el espesor total menos la capa de pintura nos dará a conocer el espesor de las planchas del recipiente.

De cada 300mm. de longitud de área barrida se tomará las medidas mínimas y media, anotando sus valores en el croquis preparado para el defecto.

Complementario al trabajo antes indicado, se procederá a seleccionar alrededor de las paredes del tanque franjas verticales de 150 mm de ancho, que disten entre sí un máximo de 15m, siendo su número mínimo

de 4. En los anillos pertenecientes a la franja vertical, se procederá a tomar los espesores de la manera indicada anteriormente.

- **Techo.-** En el techo se deberá tomar un mínimo de 6 puntos por cada plancha, siendo el área aproximada del punto de inspección un cuadrado de 150mm. por lado. En el barrido a esta zona se anotarán los valores mínimo y medio.

Con el mismo criterio anterior, si el estado y adherencia de la pintura es bueno se procederá a realizar el procedimiento que se realiza para las planchas del cuerpo del recipiente.

- **Fondo.-** En primer lugar, se debe considerar que para tanques en servicio no se deben permitir fugas de producto almacenado por esta zona, para el control respectivo se procederá a examinar cada parámetro de corrosión y otros que pudieron causar su falla.

Sedimentos excesivos en el fondo pueden afectar la integridad de las láminas de la pared. En la medición de los espesores de las planchas del fondo deben tomarse en consideración la corrosión general y las picaduras que puedan existir en esta zona.

La inspección por ultrasonido en esta zona deberá realizarse con el tanque fuera de servicio, posterior a la limpieza total del fondo.

Para el caso que el tanque no pueda salir de servicio o no se obtenga un vacío total del producto del mismo, se procede a tomar medias de espesores de las planchas del fondo, de manera subterránea; en los puntos mas críticos de corrosión según el tipo de fondo que tenga el recipiente de almacenamiento.

3.6.5 PARÁMETROS DE APROBACIÓN, RECHAZO Y REPARACIÓN.

3.6.5.1 Paredes

El espesor mínimo de las paredes de tanques con diámetros menores a los 200 pies (61000mm), deberá calcularse con la siguiente formula:

$$t_{\min} = \frac{2.6xDx(H-1)xG}{SxE} \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

t_{\min} = Mínimo espesor aceptable en pulgadas, sin embargo no deberá ser menor a 0.1 pulgadas (2,54mm) para ningún anillo.

D = Diámetro nominal del tanque en pies.

H = Altura en pies, desde el fondo de la longitud L, correspondiente al área severamente corroída en cada anillo, hasta el máximo nivel de liquido, según el diseño.

G = La gravedad especifica del fluido a almacenarse (incluida la prueba hidrostática con agua).

S = El esfuerzo máximo permisible del material en psi, use el mas bajo de los valores de 0.80 Y o 0.426 T para el fondo y el segundo anillo. Use el mas bajo entre 0.88 Y y 0.472 T para los otros anillos.

Y = Especificación del material para la mínima resistencia a la fluencia, use 30000 psi en caso de desconocer el material.

T = Especificación del material para la menor resistencia a la tracción o 80000 psi; use 55000 psi si no se conoce.

E = Eficiencia original de soldadura para el tanque. Use 0.7 si E original es desconocida. E=1.0 cuando en la evaluación de los espesores del área corroída, esta se encuentra a una pulgada o el doble del espesor de la pared, de las juntas soldadas.

3.6.5.2 Fondo.

Los valores de los espesores y picaduras deben ser evaluados según la norma API 653, en su parte 2.4.7 de la siguiente manera:

$$\text{MRT1} = T_o - G_{ca} - \text{StPa} - U_{pm} - (\text{StPr} + U_{pr} + G_{Cr}) \text{ Or} \quad \text{Ec. 3.4}$$

$$\text{MRT1} = T_o - G_{ca} - \text{StPm} - U_{pa} - (\text{StPr} + U_{pr} + G_{Cr}) \text{ Or} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

MRT1, MRT2= Espesor mínimo remanente al final de un periodo de servicio en operación, en pulgadas.

MRT1= Es debido al promedio de picaduras internas y máxima picadura externa.

MRT2= Es debido a la máxima picadura interna y al promedio de picaduras externas.

To= Espesor de plancha original, en pulgadas.

StPa= El promedio de profundidad de la picadura interna remanente en las planchas del fondo después de una reparación completa en pulgadas, medido sobre el espesor original.

UPa= La profundidad promedio de la picadura medida en el sitio, en pulgadas.

Upm = La máxima profundidad de la picadura medida en el sitio, en pulgadas.

StPr = La velocidad máxima deformación de picaduras interna, en pulg./año.

StPr=0 si el fondo es revestido.

Upr = Velocidad máxima de formación de picaduras en el sitio, en pulg./año, Upr= 0, si el fondo tiene protección catódica.

Or = Periodo anticipado de servicio en operación que normalmente suele ser de 10 años.

Gca = Profundidad promedio del área generalmente corroída, en pulgadas.

GCr = Máxima velocidad de corrosión general, en pulg./año.

Los resultados obtenidos de esta manera, deben compararse con los espesores mínimos aceptables para fondos de tanques, dados en la tabla 4.1 de la norma API 653, y que se presenta en la tabla 3.3

Tabla 3.3 Espesores para planchas del fondo³⁹.

t_{\min} PARA PLANCHAS DEL FONDO DEL TANQUE.		DISEÑO DE FONDO/CIMENTACION DEL TANQUE
In.	mm.	
0.1	2.54	SIN MEDIOS PARA PROTECCION Y CONTROL DE FUGAS
0.05	1.27	CON MEDIOS PARA DETECCION Y CONTROL DE FUGAS
0.05	1.27	FONDOS REFORZADOS CON RECUBRIMIENTOS DE ESPESOR MAYOR A 0.05"

³⁹ NORMA API 653. Segunda Edición, Diciembre 1995, Adenda 4, Diciembre 1999; Tabla 4-1; Página 4-3

3.6.5.3 Techo.

Las láminas del techo que estén corroídas y tengan un espesor menor a 0.09 pulgadas (2.3mm) en una área de 100 pulg² (254mmx254mm) deberán ser reparadas o reemplazadas.

En los tanques de techo flotante a más de la medición de los espesores y su evaluación, se debe inspeccionar el área de los pontones, los sistemas de soporte, sello perimetral, sistema de rodamiento de las escaleras del techo, los sistemas de drenaje de agua y venteo de gases.

3.7 PRUEBA HIDROSTÁTICA.

Esta prueba básicamente evalúa la pared del tanque, pero también determina el estado de deformaciones y distorsiones en todo el cuerpo de la estructura.

Para esto es necesario llenar el tanque con agua hasta el nivel máximo de diseño. Se examinan posibles fugas, como también se realizan mediciones con instrumentos para determinar elongaciones y asentamientos, es importante por tanto tomar mediciones tanto en vacío como después de haber llenado el tanque con agua.

Durante la prueba de presión hidrostática con el nivel de agua en la cota máxima, la estructura del tanque sufre esfuerzos normales máximos de tracción, los cuales originan deformaciones unitarias normales y por ende alargamientos elásticos en las paredes del mismo, que al ser medidos y evaluados determinan el comportamiento mecánico estructural del cuerpo del tanque.

Para evaluar correctamente las mediciones realizadas durante la prueba de presión hidrostática es necesario calcular las deformaciones elásticas en los anillos del tanque; estas deformaciones deben estar dentro de la zona elástica del comportamiento del material, lo cual determinará la condición de seguridad en la estructura.

3.7.1 COMPORTAMIENTO ESTRUCTURAL.

El comportamiento estructural del tanque se analiza en base a la aplicación de la prueba hidrostática, durante la cual se determinarán los esfuerzos que se generan en los anillos del cuerpo, en base al esfuerzo máximo. Esta prueba genera la deformación, elongación perimetral, elongación diametral, los esfuerzos se determinarán en base al análisis de la mecánica estructural del tanque los cuales serán parámetros importantes para evaluar el tanque.

3.7.2 ANÁLISIS DE LA MECÁNICA ESTRUCTURAL.

3.7.2.1 Esfuerzo Máximo.

Se determina en base a la teoría de recipientes de paredes delgadas, mediante la ecuación aplicada a recipientes cilíndricos, la cual indica el esfuerzo que se produce en cada anillo, la cual es:

$$\sigma = \frac{p * r}{t} \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

σ = esfuerzo máximo.

p = presión en cada anillo, $p = d * g * h$

$d = 1000 \frac{kg}{m^3}$ densidad del agua.

$g = 9.80665 \frac{m}{s^2}$

h = altura a la cual se encuentra cada anillo respecto a un nivel de referencia.

r = radio exterior del tanque.

t = espesor de las planchas.

3.7.2.2 Deformación.

La deformación está en función del esfuerzo y el módulo de elasticidad del acero (Módulo de Young), representado mediante la siguiente ecuación.

$$def (\%) = \frac{\sigma}{E} \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

σ = Esfuerzo máximo.

E = Módulo de elasticidad del acero, $E = 2\,100\,000 \frac{\text{kgf}}{\text{cm}^2}$

3.7.2.3 Elongación.

Se considera a la deformación plástica total antes de la fractura, dentro de esta para el caso del comportamiento estructural del tanque tenemos:

3.7.2.3.1 Elongación Perimetral.

Es la variación perimetral se determina en relación a la deformación como se indica a continuación.

$$def = \frac{\Delta P}{P_o} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

def = deformación igual a $def (\%) / 100$.

ΔP = elongación perimetral.

P_o = perímetro inicial.

3.7.2.3.2 Elongación diametral.

Esta será el resultado de analizar la variación o elongación perimetral, así:

$$\Delta P = P_f - P_o \quad \text{Ec. 3.9}$$

$$\Delta P = \pi D_f - \pi D_o$$

$$\Delta P = \pi \Delta D$$

3.7.3 PARÁMETRO DE APROBACIÓN O RECHAZO.

El parámetro que se considera para analizar la prueba hidrostática son las deformaciones que se generan al evaluar esta prueba, en base a la elongación crítica, para esto se asume el esfuerzo crítico, el cual se determina en base al esfuerzo de fluencia (S_y), y a las ecuaciones anteriores se determinará la elongación crítica la cual se comparará con la elongación diametral que se calcula para cada anillo.

3.8 CALIBRACIÓN.

Cuando se ha terminado la construcción de un nuevo tanque es imprescindible la medición y calibración del mismo para lo cual se toma la norma API MPMS 2. 2B (Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 2, Tank Calibration).

La exactitud de las dimensiones de un tanque es un factor muy importante para la determinación del volumen del líquido, si tenemos en cuenta las consecuencias que tienen las mediciones incorrectas en una *Tabla de calibración* errónea, la cual puede permanecer en uso durante un largo periodo de tiempo antes de que sea advertido el error. Los errores en la Tabla de Capacidad originan errores en la contabilización de los contenidos del tanque, y por lo tanto, que las transacciones comerciales y pagos estén sujeto a litigios y discusiones.

Un pequeño error en las mediciones conlleva a serias discrepancias con el registro de calibración. Esto introduce errores sistemáticos en el cálculo de las cantidades ya sean entradas o salidas del tanque en el tiempo en que este en servicio o hasta que se realice una nueva calibración. Para la calibración se toman medidas básicas las cuales son:

- 1.- Profundidades (Altura del cuerpo, altura del producto, altura de los anillos y altura de medición).
- 2- Espesor de las paredes del tanque.
- 3.- Circunferencias del tanque en los diversos anillos.

4.- La obra muerta es cualquier objeto dentro del tanque, incluyendo el techo del tanque el cual desplaza el producto y reduce la capacidad del tanque, también cualquier accesorio en el exterior del tanque tales como entradas, boquillas y tuberías, las cuales incrementan la capacidad del tanque.

3.8.1 PROFUNDIDAD DEL TANQUE.

Para las medidas verticales se utiliza una cinta de acero y plomada de longitud conveniente, graduada en pies, pulgadas y octavos de pulgada, las mismas que deben estar calibradas y certificadas por el INEN.

3.8.2 ALTURAS.

- a.- Altura del cuerpo es la distancia vertical entre el fondo y el ángulo de tope.
- b.- Altura del líquido será el máximo nivel hasta el cual será llenado el tanque.
- c.- Altura de los anillos será la distancia vertical entre el extremo inferior y superior de cada anillo sucesivo.
- d.- Altura de medición será la distancia vertical entre el punto de referencia, del tubo de medición y la placa de aforo ubicada en el fondo.

3.8.3 OBRA MUERTA FIJA.

Debe medirse con instrumentos cuya aproximación sea de un 3mm. (1/8 in.). Las medidas a partir de los planos pueden ser aceptadas cuando es imposible efectuarlas físicamente.

Para techos flotantes, ángulos, flotadores, drenajes, y otras partes móviles debajo de la cubierta, estarán comprendidos en las mediciones efectuadas como obra muerta en la posición que ocupan cuando el techo descansa sobre el fondo. Hay que tomar también en cuenta el desplazamiento causado por el techo flotante, debiendo ser distribuidos de acuerdo con la forma de la cubierta. En este tipo de tanques se presenta una zona crítica que es aquella cuando el techo descansa

sobre sus soportes y el punto donde comienza a flotar, debiendo constar en las tablas de calibración.

3.8.4 FONDO DEL TANQUE.

Los fondos planos y estables no producen efectos en la capacidad del tanque. Si existen en el fondo irregularidades, pendientes o cualquier otra situación y si la capacidad correcta no puede ser determinada convenientemente a partir de las medidas lineales, será necesario una calibración líquida de la parte afectada.

3.8.5 EFECTOS DE LA TEMPERATURA.

Con respecto al líquido a almacenarse se efectúan las respectivas correcciones según las tablas de la ASTM y API pero generalmente la expansión y contracción del cuerpo del tanque no es tomada en cuenta, esencialmente cuando se trata de petróleo crudo, salvo cuando se especifica precisión extrema en las mediciones.

3.8.6 CAMBIOS DE CAPACIDAD

La superficie líquida en tanques inclinados en forma elíptica más que circular y la capacidad por unidad de medida en altura es más grande que si el tanque fuese realmente vertical.

La norma API MPMS "MANUAL OF PETROLEUM MEASUREMENTS STANDARDS" en el capítulo 2.2A. indica las siguientes correcciones, que se deben tomar en cuenta para la elaboración de las tablas de calibración.

- a. La corrección por efecto de la presión hidrostática;
- b. La corrección por la temperatura del cuerpo;
- c. La corrección por obra muerta;
- d. La corrección por la inclinación.

3.8.7 PARÁMETROS DE APROBACIÓN O RECHAZO.

Los criterios que regirán la calibración del tanque una vez realizada esta, estará acorde a la capacidad de diseño es decir que la capacidad nominal del mismo, esa tiene que ser menor a la real pero también depende de la obra muerta fija y móvil del tanque.

Los parámetros anteriormente mencionados, son elementos esenciales para determinar el estado operativo de un tanque, sea nuevo, en cuyo caso si se determina que esta apto para operar, y las mediciones realizadas servirán como un registro importante para posteriores inspecciones. En el caso de un tanque antiguo, se determinará si puede continuar operando, e igual que el caso anterior estas mediciones servirán como un registro para el próximo período de inspección para ver si el tanque puede continuar operando.

Una vez que se ha aceptado las pruebas anteriores es factible realizar la certificación de operatividad del tanque a nivel nacional. Los Ensayos No Destructivos con sus siglas E.N.D. se realizan básicamente para conocer el estado de la soldadura, cuando las pruebas anteriores así lo exijan o cuando el propietario del tanque quiera realizar una certificación que cumpla con normas mas fuertes como la ISO.

3.9 INSPECCIÓN DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (E.N.D) EN LA SOLDADURA.

El estándar API. 650, se auxilia del Código A.S.M.E. sección IX para dar los alineamientos que han de seguirse en la unión y/o soldado de materiales.

El Código A.S.M.E. sección IX, establece que toda junta soldada deberá realizarse mediante un procedimiento de soldadura de acuerdo a la clasificación de la junta y que, además, el operador deberá contar con un certificado que lo acredite como soldador calificado, el cual le permite realizar cierto tipo de soldaduras de acuerdo con la clasificación de ésta. Una vez realizada la soldadura

o soldaduras, éstas se someterán a pruebas y ensayos como: ultrasonido, radiografiado, líquidos penetrantes, dureza, etc., donde la calidad de la soldadura es responsabilidad del fabricante.

3.9.1 INSPECCIÓN RADIOGRÁFICA.

Técnica de inspección volumétrica, se inspecciona la pieza en base a las propiedades que tienen los rayos x y rayos gama de propagarse a través de los materiales y en presencia de ellos ser atenuados para luego ser registrados, obteniendo la información en una película radiográfica que después de someterse a un proceso químico de revelado muestra la información del interior del objeto.

La ventaja de esta técnica es la de obtener registros permanentes en dimensión real de la pieza, es una técnica que puede resultar costosa, en muchos casos va asociada al uso de ensayos como el ultrasonido y otros.

Antes de proceder a las pruebas radiográficas, se abre las compuertas del tanque, con la finalidad de inspeccionar su interior, se evacuan residuos tanto de gas (desgasificación), como de cualquier otra sustancia como agua o crudo, etc., que pudiesen existir en su interior, este procedimiento puede demandar varias horas o días hasta que el ambiente interno del tanque preste las facilidades básicas para el trabajo radiográfico.

Estas pruebas se realizan de acuerdo con la norma API STANDARD 650, la cual define el número y localización de las radiografías.

3.9.1.1 Aplicación

La inspección radiográfica es requerida para soldaduras a tope en el cuerpo (ver figura 2.2), planchas anulares soldadas a tope (ver figura 2.5), y conexiones en los tipos de acceso con soldadura a tope.

La inspección radiográfica no es requerida para lo siguiente: soldaduras en las planchas del techo, soldaduras en las planchas del fondo, uniones soldadas entre

el ángulo superior al techo o cuerpo, uniones soldadas entre las planchas del cuerpo y las planchas del fondo, soldaduras en las boquillas y manway necks hechos de planchas, o partes soldadas al tanque.

3.9.1.2 Número y Localización de las Radiografías.

Excepto cuando se omita bajo lo proporcionado por el apéndice A de la norma API 650 en el literal A.3.4 (Si se utiliza un factor de eficiencia de junta de 0.85 y en acuerdo entre el comprador y fabricante se puede omitir los puntos de radiografía). Las radiografías serán tomadas como se especifica a continuación:

3.9.1.2.1 Requerimientos Aplicados A Juntas Verticales:

Para juntas soldadas a tope en el que el espesor de la plancha del cuerpo es menor o igual a 10 mm (3/8 in.) de espesor, una radiografía puntual será tomado en los primeros 3 m (10 ft.) de la junta vertical completa de cada tipo y espesor soldado por cada máquina soldadora o por un soldador.

Las radiografías puntuales tomadas en las juntas verticales del anillo más bajo puede usarse para reunir los requerimientos de la nota 3 de la figura 3.1 para juntas individuales. Después de esto, sin considerar el número de máquinas soldadoras o soldadores, una radiografía puntual adicional será tomada cada 3m (10ft) adicionales (aproximadamente) y cualquier fracción mayor restante de la junta vertical del mismo tipo y espesor. Por lo menos 25% de la selección de los puntos será en uniones de juntas verticales y horizontales, con un mínimo de dos de tales intersecciones por tanque. En adición a los anteriores requerimientos, una radiografía puntual al azar será tomada en cada junta vertical en el anillo inferior (ver la parte superior de la figura 3.1).

Para juntas soldadas a tope en el que el espesor de la plancha del cuerpo es mayor que 10 mm (3/8 in.) pero menor o igual a 25 mm (1 in.) en espesor, las radiografías puntuales serán tomadas de acuerdo al Ítem a. En adición, todas las uniones de las juntas verticales y horizontales en planchas en estos rangos de

espesores serán radiografiados; cada película mostrará claramente no menos que 75 mm. (3 in.) de soldadura vertical y 50 mm. (2 in.) de longitud soldada en cada superficie de la intersección vertical.

En el anillo inferior, dos radiografías puntuales serán tomadas en cada junta vertical: una de las radiografías será tan cerca del fondo como se factible y la otra será tomada al azar (ver el centro de la figura. 3.1).

Juntas verticales en el que las planchas del cuerpo son mayores que 25 mm. (1 in.) de espesor serán completamente radiografiados. Todas las uniones de juntas verticales y juntas horizontales en este rango de espesores serán radiografiadas; cada película mostrará claramente no menos que 75 mm. (3 in.) de soldadura vertical y 50 mm. (2 in.) de longitud de soldadura en cada superficie de la intersección vertical. (ver la parte inferior de la figura 3.1).

La soldadura a tope alrededor del perímetro de un manhole insertado o boquilla será completamente radiografiada.

Una radiografía puntual será tomada en los primeros 3 m (10ft.) de la junta horizontal a tope completa de similar tipo y espesor (basado en el espesor de la plancha más delgada a la junta) sin considerar el número de máquinas soldadoras o soldadores. Después de esto una radiografía será tomada en cada 60 m (200 ft.) adicionales (aproximadamente) y cualquier fracción mayor restante de la junta horizontal del mismo tipo y espesor.

Cuando dos o más tanques son construidos en el mismo sitio por el mismo fabricante, concurrentemente o consecutivamente, el número de radiografías puntuales a ser tomadas pueden ser basadas en la longitud agregada de soldaduras de similar tipo y espesor en cada grupo de tanques en lugar de la longitud de cada tanque individual.

Debe reconocerse que la misma máquina soldadora o soldador no puede soldar ambas superficies de la misma junta a tope. Si dos máquinas soldadoras o

soldadores sueldan superficies opuestas de la misma junta a tope, esto es permisible inspeccionar su trabajo con una radiografía puntual. Si la radiografía puntual es rechazada, nueva radiografía puntual será tomada para determinar si uno o dos de las máquinas soldadoras o soldadores están en el defecto.

Un igual número de radiografías puntuales serán tomados del trabajo de cada máquina soldadora o soldador en proporción a la longitud de las juntas soldadas.

Mientras la soldadura progresa, las radiografías serán tomadas tan pronto como se factible. Las localizaciones donde las radiografías puntuales están yendo a ser tomadas pueden ser determinadas por el inspector del comprador.

Cada radiografía mostrará claramente un mínimo de 150 mm (6 in.) de longitud soldada. La película se centrará en la soldadura y será de suficiente ancha para permitir un adecuado espacio para la localización de marcas de identificación y un espesor medido con precisión o con un penetrómetro.

Cuando en las planchas anulares del fondo se requiere una prueba radiográfica, las juntas radiales serán radiografiadas de la siguiente manera:

- a) Para juntas de doble soldadura a tope, una radiografía puntual se tomará en 10% de las juntas radiales; (b) Para juntas de soldadura simple a tope con permanente o removible barra de apoyo, una radiografía puntual se tomará en 50% de las juntas radiales.

Un cuidado extra debe ejercerse en la interpretación de radiografías de soldadura simple a tope que tiene permanente barra de apoyo. En algunos casos, exposiciones adicionales tomadas en un ángulo puede determinar si indicaciones cuestionables son aceptables.

- b) La longitud mínima de radiografía de cada junta radial será 150 mm (6 in.). Las localizaciones de las radiografías serán preferiblemente

en el exterior del borde de la junta donde la plancha del cuerpo y la plancha anular se unen.

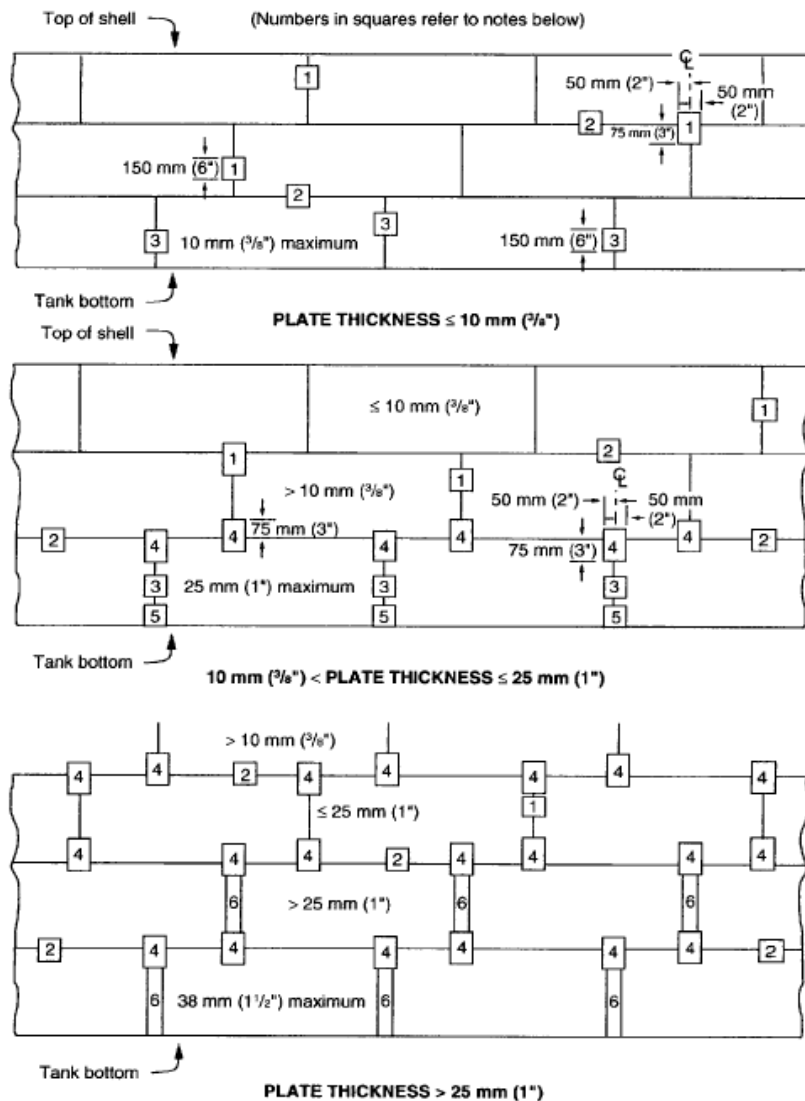


Figura 3. 1 Requerimientos de examen radiográfico para juntas soldadas en la pared del tanque

Notas:

- 1.- Tomas radiográficas puntales en las juntas horizontales, una en los primeros 10 pies de longitud y luego a continuación una cada 200 pies de soldadura.
- 2.- Tomas radiográficas puntales en las juntas verticales, una en los primeros 10 pies de longitud de soldadura y luego a continuación cada 100 pies de soldadura.
- 3.- Una toma radiográfica puntual en cada cordón vertical correspondiente al nivel más bajo del tanque (en contacto con la base).

4.- Tomas radiográficas puntuales en todos los cruces entre juntas horizontales y verticales, para espesores de planchas superiores a 3/8 “.

5.- Toma radiográfica puntual en el extremo interior de cada junta vertical correspondiente al nivel más bajo de la pared lateral del tanque (en contacto con la base) para espesores de plancha sobre 3/8”.

6.- Toma radiográfica en toda la longitud de cada junta vertical en el nivel más bajo del tanque, para espesores de plancha sobre 1” (25.4mm). Esta toma radiográfica puede inclusive añadir el correspondiente cruce con la primera junta horizontal en la pared lateral, si se usan placas radiográficas de un ancho mínimo de 4 “.

3.9.1.3 Técnica.

Excepto como se modifique en esta sección, el método de inspección radiográfico empleado será en acuerdo con la Sección V, artículo 2, del código ASME.

Personal quien ejecuta y evalúa la inspección radiográfica acorde a esta sección será calificado y certificado por el fabricante que generalmente reúna los requerimientos de certificación como de un perfil de Nivel II o Nivel III, (incluyendo suplementos aplicables). Personal de Nivel I puede usarse si ellos están dando por escrito procedimientos de la aceptación o rechazó preparado por personal de Nivel II o Nivel III. Estos procedimientos escritos contendrán los requerimientos aplicables de la Sección V, Artículo 2, del Código ASME. En adición, todo el personal de Nivel I estará bajo la supervisión directa de personal de Nivel II o Nivel III.

Los requerimientos de la Sección V, Artículo 2, del Código ASME, será usado únicamente como una guía. La última aceptación de radiografías será basada adelante si pueden verse la imagen del penetrómetro prescrita y el agujero especificado.

La superficie final de la soldadura reforzada puede estar nivelada con la plancha o puede tener un espesor razonablemente uniforme que no exceda los valores indicados en la tabla 3.4.

Tabla 3. 4 Máximos espesores de refuerzo⁴⁰.

Espesor de la plancha mm (in.)	Máximo espesor del refuerzo mm (in.)
≤ 13 (1/2)	1.5 (1/16)
> 13(1/2) a 25 (1)	2.5 (3/32)
< 25 (1)	3 (1/8)

3.9.1.4 Argumentación de las Radiografías.

Antes de que cualquier soldadura sea reparada, las radiografías estarán a decisión del inspector con cualquier información solicitada por el mismo en cuanto a la técnica de la radiografía usada.

3.9.1.5 Normas de la Radiografía.

Las soldaduras examinadas por radiografías se juzgarán como aceptadas o no por la Norma del Párrafo UW-51(b) en la Sección VIII del Código ASME que dice:

Señales mostradas en las radiografías de las soldaduras y determinadas como imperfecciones son inaceptables bajo las siguientes condiciones y pueden ser reparados con la condición que este en UW-38 de la norma ASME sección VIII, y la reparación radiográfica por UW-51 o la opción que de el constructor; examinada ultrasonicamente en acuerdo con el método descrito en el apéndice 12 y especificado en el párrafo de esta norma, con la condición que el defecto ha sido confirmado por la examinación ultrasónica para la satisfacción del inspector autorizado previo a realizar la reparación.

Para material de espesor mayor de 1 in. (25mm) el acuerdo del uso puede ser obtenido. Esta examinación ultrasónica puede ser conocido bajo la advertencia del reporte de datos del fabricante de:

⁴⁰ NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000. Página 6-3.

- (1) Cualquier señal caracterizada como un cráter o zona de fusión o penetración incompleta.
- (2) Cualquier otra señal prolongada en la radiografía que tiene una longitud mayor que:
 - (a) $\frac{1}{4}$ in. (6mm) para t mayor a $\frac{3}{4}$ in. (19mm)
 - (b) $\frac{1}{3t}$ para t de $\frac{3}{4}$ in. (19mm) a $2\frac{1}{4}$ in. (57mm)
 - (c) $\frac{3}{4}$ in. (19mm) para t sobre $2\frac{1}{4}$ in. (57mm)

Donde

t = el espesor de la soldadura excluyendo cualquier refuerzo permisible. Para una junta a tope que tenga dos miembros de diferente espesor al soldar, t es el más delgado de estos dos espesores. Si en una soldadura de penetración total incluye una soldadura de filete el espesor de la garganta del filete puede ser incluido en t.

- (3) Cualquier grupo de señales alineadas que tengan en conjunto una longitud mayor que t en una largo de 12t, excepto cuando la distancia entre las imperfecciones sucesivas exceda 6L donde L es el largo de imperfección mas larga de este grupo.
- (4) Señales redondeadas en exceso en conformidad con lo especificado en las normas dado en el apéndice 8.

3.9.1.6 Parámetros de Aceptación y Rechazo.

Parámetros de aceptación:

Las señales de los defectos o imperfecciones serán apropiadas si:

- Si la longitud del defecto es $\frac{1}{10t}$ para t menor que $\frac{1}{8}$ in (3mm);
- Si la longitud del defecto es $\frac{1}{64}$ in. (.4mm) para t = $\frac{1}{8}$ in. (3mm) a $\frac{1}{4}$ in (6mm); inclusive.

- Si la longitud del defecto es $1/32$ in (0.8mm) para t mayor que $1/4$ in. (6mm) a 2in. (50mm), inclusive.
- Si la longitud del defecto es $1/16$ in (1.5mm) para t mayor que 2in. (50mm).

Parámetros de rechazo:

Las señales de **poros** serán rechazados si:

- Si la longitud de los Poros $> 1/4 t$ o $5/32$ in. (4mm) si el espacio entre poros es menor que 1 in. (25mm).
- Si la longitud de los Poros $> 1/3 t$ o $1/4$ in. (6mm) si el espacio entre poros es mayor que 1 in. (25mm).
- Si la longitud de los Poros $> 3/8$ in. (10mm) para t mayor que 2 in.
- Otro factor predominante para rechazar es en base a la figuras del anexo 2, división 2 del código ASME.

Las señales de **poros agrupados** serán rechazados si:

- Si la longitud de los poros agrupados mayores que 1in. (25mm) o $2t$.
- La suma de poros agrupados mayores que 1in. (25mm).

Las indicaciones de poros alargados serán rechazados si:

- Si la longitud de los Poros alargados $> 1/4$ in. (6mm) si $t \leq 3/4$ in.
- Si la longitud de los Poros alargados $> 1/3 t$ si $3/4$ in (19mm) $< t \leq 2\frac{1}{4}$ in. (56mm)
- Si la longitud de los Poros alargados $> 3/4$ in. (19mm) si $t > 2\frac{1}{4}$ in. (56mm).

Las señales de **quemones** se rechazarán si la reducción del espesor debido a quemones mayor a $1/32$ in. o al 10% de espesor del material base adyacente.

Las señales de **concavidades internas** se rechazan si la reducción del espesor debido a concavidades internas mayor a $1/32$ in. o al 10% del espesor del material adyacente.

Toda **mordedura interna** o **mordedura externa**, no se aplica en este procedimiento.

Todas las señales de **falta de fusión**, **falta de fusión entre pases**, **falta de penetración**, **falta de penetración por High low** y **fisuras**, serán rechazadas.

Las señales de **sobre espesor** en caso de tanques que tengan cierto período de operación se rechazarán si:

- Si el sobre espesor $> 3/32$ in. si $t < 3/32$ in.
- Si el sobre espesor $> 1/8$ in. si $3/32in < t \leq 3/16in$.
- Si el sobre espesor $> 5/32$ in. si $3/16in < t \leq 1/2in$.
- Si el sobre espesor $> 3/16$ in. si $1/2in < t \leq 1in$.
- Si el sobre espesor $> 1/4$ in. si $1in < t \leq 5in$.
- Si el sobre espesor $> 5/16$ in. si $t > 5$ in.

Las **inclusiones de escoria aislada** serán rechazadas si:

- La escoria aislada $> 1/4 t$ o $5/32$ in. si el espacio entre las escorias aisladas es menor a 1 in.
- La escoria aislada $> 1/3t$ o $1/4$ in. si el espacio entre las escorias aisladas es mayor a 1 in.
- La escoria aislada $> 3/8in$. si $t > 2$

Las inclusiones de escoria alargada será rechazada si:

- Inclusiones de escoria alargada $> 1/4$ in. si $t \leq 3/4$ in.
- Inclusiones de escoria alargada $> 1/3$ in. si $3/4in < t \leq 2\frac{1}{4}$ in.
- Inclusiones de escoria alargada $> 3/4$ in. si $t > 2\frac{1}{4}$ in.

3.9.1.7 Determinación de los Límites de la Soldadura Defectuosa.

Cuando una sección de la soldadura es mostrada por una radiografía y al no ser aceptada bajo la cláusula anterior o los límites de la soldadura deficiente no son definidos por la radiografía, dos puntos adyacentes a la sección se examinará por radiografía, sin embargo, si la radiografía original muestra por lo menos 75 mm (3 in.) de aceptable soldadura entre el defecto y cualquier borde de la película, una radiografía adicional no necesita ser tomada de la soldadura en esta

superficie del defecto. Si la soldadura a ambas de las secciones adyacentes no cumple con los requerimientos anteriores puntos adicionales se examinarán hasta los límites de soldadura inaceptable son determinados, o el fabricante puede reemplazar toda la soldadura ejecutada por la máquina soldadora o el soldador en esa junta. Si la soldadura es reemplazada, el inspector tendrá la opción de requerir que una radiografía sea tomada en cualquier lugar seleccionado en cualquier otra junta en que la misma máquina soldadora o soldador han soldado.

Si cualquier de estos adicionales puntos no cumplen con los requerimientos anteriores, los límites de una soldadura inaceptable se determinará como esta especificado por la sección inicial.

3.9.1.8 Reparar los Defectos de Soldadura.

Defectos en soldaduras se repararán por corte o fundiendo fuera los defectos de una superficie o ambas superficies de la junta, como es requerido, y soldarlo nuevamente. Únicamente el corte fuera de las juntas defectuosas que es necesario a corregir los defectos es requerido.

Todas las soldaduras reparadas en juntas se revisarán para repetir el original proceso de inspección y para repetir uno de los métodos de prueba sujeto a la aprobación del comprador.

3.9.1.9 Registro de la Inspección Radiográfica.

- El fabricante deberá preparar un mapa como construyó las radiografías mostrando las localizaciones de todas las radiografías tomadas a lo largo con la marca de identificación en la película.
- Después de la estructura completa, las películas serán de propiedad del comprador a menos que se vea otro acuerdo entre el comprador y fabricante.

3.9.2 INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS.

Esta técnica se considera de inspección superficial y sub-superficial, por lo tanto este método detecta imperfecciones superficiales o aledañas a la superficie.

Este método de ensayo no destructivo, se basa en el principio físico conocido como *Magnetismo*, el cual exhiben principalmente los materiales ferrosos como el acero y, consiste en la capacidad o poder de atracción que existe entre los metales. Es decir, cuando un metal es magnético, atrae en sus extremos o polos a otros metales igualmente magnéticos o con capacidad para magnetizarse.

De acuerdo con lo anterior, si un material magnético presenta discontinuidades en su superficie, éstas actuarán como polos, y por tal, atraerán cualquier material magnético o ferromagnético que esté cercano a las mismas. De esta forma, un metal magnético puede ser magnetizado local o globalmente y se le pueden esparcir sobre su superficie, pequeñas partículas de material ferromagnético de alta permeabilidad y así observar cualquier acumulación de las mismas, lo cual es evidencia de la presencia de discontinuidades sub-superficiales y/o superficiales en el metal.

Cuando la inspección por partículas magnéticas es requerida, el método de inspección será en acuerdo con la Sección V, Artículo 7, del Código ASME. Esta inspección se ejecutará en acuerdo con un procedimiento escrito que es certificado por el fabricante para estar en complacencia con los requerimientos de la Sección V del Código ASME.

El fabricante deberá determinar que cada inspección por partículas magnéticas cumplirá con los siguientes requerimientos.

- a) Tener la visión (con corrección, si es necesario) de ser capaz de leer un mapa de la norma JAEGER TYPE 2 en una distancia de no menos que 300 mm (12 in.) y ser capaz de distinguir y diferenciar los contrastes entre los colores usados. Los examinadores deberán ser chequeados anualmente a asegurar que ellos cumplan con estos requerimientos.

- b) Es competente en la técnica de inspección por partículas magnéticas, incluyendo la ejecución de la inspección, interpretación y evaluación de resultados; sin embargo, donde el método de inspección consista en más de una operación, el examinador necesita únicamente ser calificado por uno o más de las operaciones.

La aceptación de la norma y la remoción y reparación de los defectos será en acuerdo con la Sección VIII, Apéndice 6, Párrafos 6-3, 6-4, y 6-5, del código ASME.

3.9.2.1 Evaluación de las Señales.

Las señales serán reveladas por retención de partículas magnéticas. Todas estas señales no son necesariamente imperfecciones, sin embargo, la subsecuentemente rugosidad excesiva de la superficie, las variaciones de permeabilidad magnéticas (tal como el borde de las zonas afectadas por el calor), etc., pueden producir similares señales.

Una señal de una imperfección puede ser mayor que la imperfección que lo causa; sin embargo, el tamaño de la señal es la base para la evaluación de aceptación. Únicamente las señales que tienen un dimensión mayor que 1/16 in. (1.5mm) se considerarán apropiadas.

- a) Una señal lineal es una que tiene una longitud mayor que tres veces el ancho.
- b) Una señal redonda es una de forma circular o elíptica con una longitud igual o menor que tres veces su ancho.
- c) Cualquier señal cuestionable o incierta debe ser reexaminada para determinar si o no estas son apropiadas.

Estas normas de aceptación serán aplicadas a menos que otras normas más estrictas estén especificadas para la especificación de materiales o aplicaciones dentro de esta división. Todas las superficies a ser examinadas serán libres de:

- a) Señales lineales apropiadas.
- b) Señales redondas relevantes o apropiadas mayores que 3/16 in. (5mm).
- c) Cuatro o más señales redondas relevantes en una línea separada por 1/16 in. (1.5mm) o menos, de borde a borde.

3.9.2.2 Requerimientos de Reparación.

Imperfecciones no aceptadas deben ser removidas y reexaminadas para asegurar la completa remoción. Cuando una imperfección es removida por corte (picadura) o amoladura y subsecuentemente reparada por soldadura no es requerido, el área excavada se combinará en la superficie circundante para evitar las muescas afiladas, hendiduras o esquinas. Donde la soldadura es requerida después de la remoción de una imperfección, el área se limpiará y se ejecutará la soldadura en acuerdo con el proceso de soldadura calificado.

3.9.2.3 Tratamiento de las Señales que se creyó no Relevantes.

Una señal que se creyó no ser relevante o apropiada, se considerará como una imperfección a menos que sea mostrado por una reexaminación por el mismo método o por el uso de otros métodos no destructivos y/o por la superficie que condiciona que ninguna imperfección inaceptable está presente.

3.9.2.4 Examinación de Áreas de las cuales las Imperfecciones han sido Removidas.

Después de que una imperfección se considerada que ha sido removida y previo a realizar la reparación por soldadura, el área debe ser examinada por métodos apropiados para asegurar que la imperfección ha sido eliminada.

3.9.2.5 Reexaminación de Áreas Reparadas.

Después de que las reparaciones han sido realizadas, el área reparada debe ser combinada en la superficie circundante para evitar las muescas o melladuras afiladas, hendiduras o esquinas, y reexaminadas por el método de partículas magnéticas y por todos los métodos de examinación que fueron originalmente requeridos por el área afectada, excepto cuando la profundidad a reparar es menor que la sensibilidad de la radiografía requerida, otra radiografía puede ser omitida.

3.9.3 INSPECCIÓN ULTRASÓNICA.

El método de inspección ultrasónica se basa en la generación, propagación y detección de ondas elásticas (sonido) a través de los materiales, con este método se puede determinar el tamaño, forma, posición, cantidad, tipo y otras características que poseen las discontinuidades, la ventaja de este prueba es que es menos costoso que el método radiográfico, de resultados rápidos, pero en la mayoría de los casos no es posible tener registros permanentes.

- 1.- Cuando la inspección ultrasónica es especificada, el método de inspección será en acuerdo con la Sección V, Artículo 5, del código ASME.
- 2.- La inspección ultrasónica será ejecutado en acuerdo con un procedimiento escrito que es certificado por el fabricante para estar en conformidad con los requerimientos aplicables de la Sección V, del código ASME.
- 3.- Los examinadores o inspectores quienes ejecuten la inspección ultrasónica bajo esta sección serán calificados y certificados por el fabricante que reúna los requerimientos de certificación con un perfil generalmente en Nivel II o Nivel III del ASNT SNT-TC-1A (incluyendo suplementos aplicables). Personal de Nivel I puede usarse si ellos están dando por escrito el criterio de la aceptación o rechazo preparado por personal de Nivel II o Nivel III. En adición, todo personal de Nivel I deberá estar bajo la supervisión directa de personal de Nivel II o Nivel III.

3.9.3.1 Parámetros de Aceptación.

4.- Las normas de aceptación estarán en acuerdo por el comprador y fabricante o en acuerdo al código ASME, 2004, Artículo 9-3.

Esta norma debe aplicarse a menos que otras normas estén especificadas para aplicaciones específicas dentro de esta división.

Todas las imperfecciones que producen una amplitud mayor que el 20% del nivel de referencia se investigará a la magnitud que el operador puede determinar la forma, identidad, y situación de todas estas imperfecciones y puede evaluarlos por lo que se refiere a las normas de aceptación dadas en (a) y (b) como sigue:

a.- Imperfecciones que son interpretadas como grietas, falta de fusión, o penetración incompleta son inaceptadas sin tener en cuenta la longitud.

b.- Todas las otras imperfecciones de tipo linear son inaceptables si la amplitud excede el nivel de referencia y la longitud de la imperfección excede lo siguiente:

- 1.- $\frac{1}{4}$ in. (6mm) para t arriba de $\frac{3}{4}$ in. (19mm).
- 2.- $\frac{1}{3} t$ para t de $\frac{3}{4}$ in. (19mm) a $2 \frac{1}{4}$ in. (57mm).
3. - $\frac{3}{4}$ in. (19mm) para t sobre $2 \frac{1}{4}$ in. (57mm).

Donde t es el espesor de la soldadura, excluyendo cualquier refuerzo permitido. Para una junta soldada a tope dos miembros que tiene diferentes espesores en la soldadura, t es el espesor de estos dos espesores. Si una soldadura de penetración completa incluye una soldadura de filete, los espesores de la garganta del filete deben ser incluidos en t.

3.9.3.2 Reporte de Examinación.

El constructor preparará un reporte de la inspección ultrasónica y una copia de este reporte por el constructor antes del reporte de datos del constructor haya sido

firmada por el inspector. El reporte contendrá la información requerida por el código A.S.M.E en la sección V. En adicción, un registro de áreas reparadas se anotará así como los resultados de la reexaminación de las áreas reparadas.

El constructor debe también mantener un registro de todas las imágenes de áreas incorrectas teniendo respuestas que excedan el 50% del nivel de referencia. Estos registros deberán localizar cada área, el nivel de respuesta, las dimensiones, la profundidad bajo la superficie, y la clasificación.

3.9.4 INSPECCIÓN POR LÍQUIDOS PENETRANTES.

Es un método de inspección superficial, basado en el principio físico conocido como "*Capilaridad*" y consiste en la aplicación de un líquido sea colorante o fluorescente, con buenas características de penetración en pequeñas aberturas, sobre la superficie limpia del material a inspeccionar, seguido de la remoción del líquido de la superficie y una posterior aplicación de una sustancia que extrae el líquido penetrante del interior de las discontinuidades y los esparce sobre la superficie llamado revelador, de esta manera se obtiene una imagen amplificada de la discontinuidad. Se puede aplicar a materiales ferromagnéticos y no ferromagnéticos, es necesario que el material no sea poroso, como desventaja se requiere de tiempos de inspección relativamente largos comparando a los del método de partículas magnéticas, no requiere de equipos costosos, por lo tanto no es costoso para inspecciones unitarias y es de fácil traslado.

1.- Cuando la inspección por líquidos penetrantes es especificada, el método de inspección estará en acuerdo con la Sección V, Artículo 6, del Código ASME.

2.- La inspección de líquidos penetrantes se ejecutará en acuerdo a un procedimiento escrito que es certificado por el fabricante que esta en conformidad con los requerimientos aplicables del la sección V del código ASME.

3.- El fabricante determinará y certificará que cada inspector de líquidos penetrantes cumpla con los siguientes requerimientos.

a.- Tener la visión (con corrección, si es necesario) de ser capaz de leer un carta de la norma JAEGER TYPE 2 en una distancia de no menos que 300 mm (12 in.) y ser capaz de distinguir y diferenciar los contrastes entre los colores usados. Los examinadores deberán ser chequeados anualmente para asegurar que ellos cumplan con estos requerimientos.

b.- Es competente en la técnica del método de inspección de líquidos penetrantes para el que él es certificado, incluyendo la fabricación, la inspección, interpretación y evaluación de resultados; sin embargo, donde el método de inspección consista en mas de una operación, el inspector puede ser certificado como calificado para una uno o más de las operaciones.

4.- La aceptación de la norma y la remoción y reparación de los defectos será en acuerdo con la Sección VIII, Apéndice 8, Párrafos 8-3, 8-4, y 8-5, del código ASME.

La evaluación de las señales será de acuerdo a los parámetros de la inspección por partículas magnéticas.

3.10 INSTRUMENTACIÓN.

3.10.1 MEDIDOR DE ESPESOR ULTRASÓNICO.

Debido a que la importancia de la medición de espesores así como la determinación de la profundidad de las diferentes discontinuidades es fundamental contar con un equipo de alta tecnología, y sobre todo garantizar que este se encuentre totalmente calibrado, con el fin de obtener el menor error posible en las mediciones tomadas. Generalmente la sensibilidad aceptada para este tipo de equipos esta alrededor de 1 milésima.

3.10.2 CINTAS DE MEDIR.

Se utilizan únicamente cintas de acero para efectuar mediciones. Está demostrado que las cintas de género o de fibra de vidrio no son seguras porque las mediciones se realizan durante el montaje de un tanque.

Las cintas metálicas se calibran comúnmente a 4.5 Kg. (10 lb.) de tensión cuando están apoyadas en toda su extensión. Por lo tanto, cuando se efectúan mediciones con la cinta tendida en el fondo o suspendida verticalmente adosada a la pared de la envolvente, deberá ser atirantada con la tensión antes mencionada.

Sin embargo, si la cinta está apoyada solamente por sus extremos, deberá aumentarse la tensión para reducir la flecha que se forma. A 15 metros (50 ft) el tirón requerido es de 6 Kg. (13 lb.); a 30m (100 ft.) es de 14 Kg. (30lb.) y a 46m (150 ft.) de 25 Kg. (55lb.). Se requieren estos valores para lograr mediciones exactas.

Si se miden radios para revisar redondez de los anillos de la envolvente de un tanque, es muy importante que la tensión requerida sea la misma, cada vez que se efectúe una medición y para lograr esto es necesario usar un dinamómetro para garantizar la igualdad de dichas tensiones y a las especificadas de acuerdo con la distancia por medir.

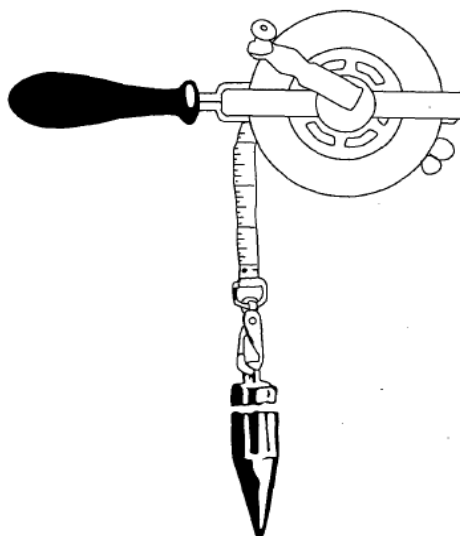


Figura 3. 2 Cinta de aforo.

3.10.3 EQUIPO DE TOPOGRAFÍA.

Además del equipo de topografía convencional, actualmente se utiliza el sistema digital conocido como GPS (Geodesyc Posesioneting System) el cual mide distancias utilizando el tiempo de viaje de señales de radio mediante la triangulación satelital, este método es de alta precisión y permite manejar los siguientes tipos de coordenadas:

1. Arbitrarias.
2. UTM.
3. Geodésicas.
4. Cartesianas.

Los trabajos realizados en este tipo de equipo se pueden interpretar en los programas CARTOMAP o AUTOCAD, realizándose las siguientes mediciones:

1. Tiempo Real: Determina las coordenadas en el momento en que se realiza la medición.
2. Post-Proceso: se efectúa la medición y se procede a calcular las coordenadas.

3.10.3.1 Estación Total

Existen varias marcas entre las más reconocidas están SOKIA y Trimble. En el caso de trimble una de las mas avanzadas es la serie 560, Direct Reflex 200 + precisión de medición de distancia en el modo estándar de la Estación total es de +/- (5mm + 3 ppm), factor ppm (puede ser considerado en términos de mm/Km.), por ello 3ppm equivale a 3 mm/Km., es decir que el máximo error de medición es de +/- 8 mm/ Km., además la estación tiene un alcance de 5 Km. con prisma y cuenta con un dispositivo láser y permite realizar medición o viajes sin prisma hasta la longitud de 200m, permitiendo realizar mediciones en lugares inaccesibles. La memoria está en capacidad de almacenar 3500 puntos en modo normal y 5000 puntos en modo reducido, permitiendo de esta forma laborar varios días sin descargar información.

3.10.4 EQUIPOS PARA END (ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS).

- Equipo de inspección radiográfica.
- Equipo de partículas magnéticas.
- Equipo de tintas penetrantes.

3.10.5 VARIOS.

Bastones, prismas, flexómetro, medidor de picadura pie de rey, raspadores, crayones o pintura de spray permanente, reglas, escuadras, linterna antiexplosiva, equipo de logística acorde a las medidas seguridad como indumentaria adecuada, herramientas de seguridad e inspección, computador, impresoras, materiales comunes para elaboración de reportes.

CAPITULO IV

PROCESO DE CERTIFICACIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

4.1 CERTIFICACIÓN.

La certificación es el procedimiento mediante el cual una tercera parte diferente al propietario, como al constructor del tanque, garantiza por escrito que este ha sido diseñado, construido y probado de acuerdo a las normas nacionales o internacionales.

En nuestro caso no existen normas nacionales petroleras por lo cual se toman las normas reguladoras internacionales, con la cual se tienen criterios de certificación y aceptación para la aprobación de la operación de los diferentes tanques que existen en el país.

Para la certificación técnica de los tanques, se debe dar cumplimiento a los requerimientos estipulados en la norma A.P.I 650 y A.P.I 653 de esta manera se determina el estado mecánico de los tanques atmosféricos con el fin de que no se presenten problemas operativos, de seguridad, ecológicos y económicos.

Todos los pasos para obtener el certificado de operatividad requiere de la intervención de diferente tipo de personal calificado, y la realización de documentos que son realizados en diferentes sectores, como solicitudes, pruebas, ensayos, informes, etc. que necesitan una codificación establecida, para identificar el tipo de documento, el sector donde se lo realizo y el responsable de cada informe realizado en la empresa.

4.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

La entidad máxima encargada de entregar la certificación de operatividad para que un tanque pueda operar en el país es la Dirección Nacional de Hidrocarburos (D.N.H). Por tal motivo la D.N.H. establece una serie de pruebas que son realizadas por empresas denominadas inspectoras y los informes entregados son evaluados por este organismo, para analizar el estado mecánico de los tanques. El presente estudio busca entregar un protocolo de pruebas establecidas acompañadas de un software que realice una certificación de tanques de manera confiable, segura y ordenada.

Todo proceso tiene que tener una estructura organizacional como base en donde pueda desarrollarse sin problemas. Si bien el presente estudio busca dar una herramienta más a la D.N.H, no se descarta que posteriormente empresas se dediquen a la certificación completa de los tanques atmosféricos razón por la cual se plantea una estructura organizacional de un centro de certificación que puede ser establecida de diferentes maneras, sin embargo se da una sugerencia básica respecto a la organización del centro, la cual es la siguiente:

El Jefe del Departamento de Administración cumple con las siguientes funciones:

- Es el responsable del manejo del personal de planta.
- Entrega de solicitudes de certificación.
- Crear formas de incentivar al personal.
- Archivar toda la documentación de los tanques certificados, esto incluye los informes de resultados, contrato, orden de trabajo, solicitud de ensayo, etc.

El personal administrativo está conformado por las secretarias, recepcionista y mensajero. Están encargados de realizar todas las tareas pertinentes a sus funciones, las cuales serán asignadas por el Director Administrativo.

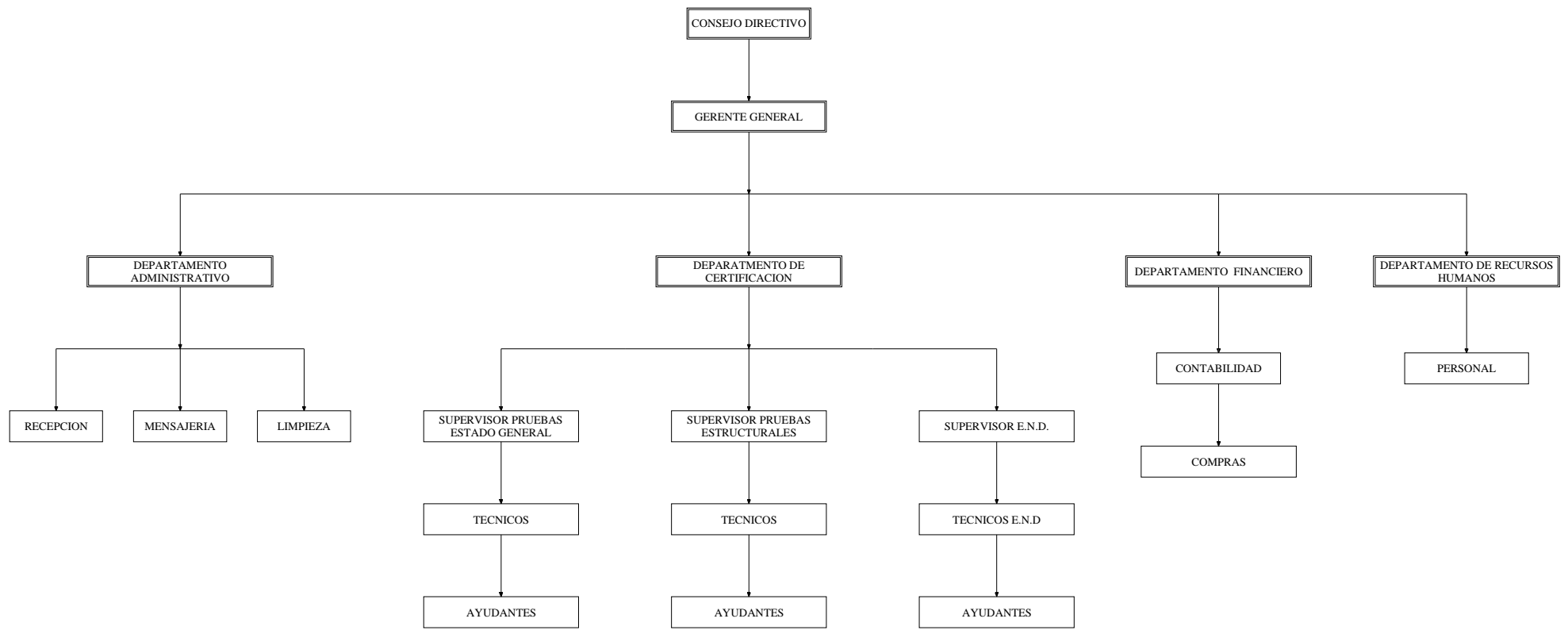


Figura 4. 1 Estructura Organizacional de una Empresa Tipo.

El Consejo Directivo está conformado por:

- Gerente General.
- Jefe del Departamento de Certificación.
- Jefe del Departamento de Administración.
- Jefe del Departamento Financiero.
- Jefe del Departamento de Recursos Humanos.

El Consejo Directivo esta encargado de desempeñar las siguientes funciones:

- Elaborar las políticas, misión y objetivos del centro y adaptar los procedimientos para implementarlos y valorar su cumplimiento.
- Crear y aprobar los diferentes Procesos, Informes, Formatos y demás documentación que se necesite dentro de la Certificadora para su correcto desempeño.
- Otras que sean de su competencia.

El Gerente desempeña las siguientes funciones:

- Crear y hacer cumplir las políticas que garanticen el buen desempeño de la Certificadora, en todos los diferentes departamentos que componen la empresa.
- Autorizar al Jefe del Departamento de Finanzas la compra de materiales e instrumentos para el Centro.
- Aprobar o negar la solicitud de certificación.
- Establecer el contrato con el cliente.
- Validar, conjuntamente con el Jefe del Departamento de Certificación, los certificados de Operatividad o los Informes de reparación y de inoperatividad de los diferentes Tanques Atmosféricos.

El Jefe del Departamento Financiero cumple con las siguientes funciones:

- Manejar la parte económica y financiera de la Compañía.
- Recepción de los abonos por parte de los clientes.
- Compra de instrumentos para los diferentes ensayos así como también los materiales e insumos respectivos.
- Establecimiento de metas económicas para cada año.

El Jefe del Departamento de Certificación desempeña las siguientes funciones:

- Recibir de los encargados de cada sector, todos los informes de resultados de las diferentes pruebas y analizarlas.
- Emitir conjuntamente con el Gerente, los certificados de Operatividad o los Informes de reparación y de inoperatividad de los diferentes Tanques Atmosféricos
- Autorizar fotocopiar o distribuir los Procesos, Informes, Formatos y demás documentación del Centro de Certificación.
- Controlar que todos los Procedimientos se cumplan según lo expuesto.
- Entregar al Gerente los informes de resultados de las pruebas realizadas.
- Llevar las sugerencias del personal técnico al Consejo Directivo, acerca de modificaciones a los procedimientos.
- Solicitar al Director Administrativo la compra de nuevos instrumentos o materiales que se necesitan para realizar las pruebas.
- Implementar políticas con tendencia a mejorar permanentemente la calidad de los servicios del centro.

El personal técnico está conformado por los Ingenieros encargados de cada sector y sus colaboradores. Estos están encargados de:

- Llevar a cabo las diferentes pruebas para realizar la certificación.

- Cumplir a cabalidad con cada uno de los procedimientos.
- Cumplir con las responsabilidades que se les ha asignado en cada procedimiento.
- Sugerir al Jefe de Departamento modificaciones a los procedimientos debido a que estos no cumplen con el objetivo del aprueba o porque ya son obsoletos.
- El ingeniero encargado del sector debe ser quien llene los Informes de resultados, así como aprobar o no estos informes.
- Entregar al Jefe de Departamento de Certificación los Informes de Resultados de las Pruebas.
- Cuidar los equipos y herramientas que se encuentran en su sector.
- Informar al Jefe de Departamento de Certificación sobre el mal funcionamiento de algún equipo o sobre la falta de material para realizar las pruebas.

El personal técnico requerido para cada una de las pruebas debe ser del más alto nivel y debe corresponder al solicitado en las respectivas normas que rigen la realización de las diferentes pruebas expuestas en el anterior capítulo. Por tal razón el servicio que estos prestan puede ser solicitado a una empresa inspectora. La inspectora puede desarrollar todas las pruebas a las que se debe someter el tanque en cuestión y presentar los respectivos informes que luego se analizará en el departamento de certificación.

El Jefe del Departamento de Recursos Humanos cumple con las siguientes funciones:

- Elaborar los Contratos con el personal, tanto nuevo como antiguo.
- Autorizar o negar permisos solicitados por el personal de planta.
- Otras que sean de su competencia.

4.3 CODIFICACIÓN DE LOS DOCUMENTOS

La codificación de los formatos es fundamental para canalizar la información de la manera adecuada así como para analizar cual es el papel que juega cada miembro de nuestra estructura organizacional en el proceso de certificación.

Cada documento ha sido codificado de manera que se pueda determinar el departamento donde fue elaborado, así se puede conocer donde se encuentra y donde tiene que estar archivado.

1.-La codificación de los documentos tendrá el siguiente formato:

AB-X-C-YZ

Donde:

AB: Letras de identificación de la empresa

X : Número de identificación del sector donde fue realizado el documento

C : Letra de identificación del documento.

YZ: Número que indica el orden en el que deben ser realizadas las diferentes acciones dentro del mismo sector.

2.- El número X estará de acuerdo al sector donde fue elaborado y/o aprobado.

Los sectores son los siguientes:

Sector 1: Administración.

Sector 2: Análisis de pruebas.

Sector 3: Certificación.

3.- La letra de identificación del documento será una de las siguientes, dependiendo del documento:

I: Informe

S: Solicitud.

O: Orden

4.- Los números YZ iniciaran desde el 01 y se extenderá tanto como se lo necesite en cada sector.

CMC-1-O-02: Este código nos indica que este documento que pertenece a la empresa "CMC" fue elaborado en el sector de administración, corresponde a una orden de certificación y es el segundo documento que se realiza en este sector.

4.4 PROCEDIMIENTO DE CERTIFICACIÓN.

El proceso de certificación esta totalmente relacionado con la utilización de un protocolo de análisis de pruebas y/o ensayos no destructivos, los mismos que servirán para determinar las discontinuidades, variaciones geométricas y dimensionales, defectos de soldadura, y otros defectos que puedan presentarse, los cuales al ser evaluados, determinan la calidad o confiabilidad del tanque y por ende si ese puede obtener la certificación de operatividad. El proceso de certificación fluirá a través de diferentes formularios los cuales, requerirán de información obtenida del protocolo de pruebas a las que son sometidos los tanques atmosféricos.

La certificación tiene que ser realizada a tanques atmosféricos nuevos como también a aquellos que han cumplido un cierto periodo de funcionamiento y se desea conocer el estado estructural del mismo para establecer un periodo de operatividad seguro. Las diferencias que existen al certificar un tanque nuevo o uno ya operativo son mínimas pero se ven marcadas en el proceso mismo de la certificación.

Por medio de la medición de espesores y el cálculo de la velocidad de corrosión se puede determinar la duración del certificado de operatividad hasta que se realicen nuevas pruebas y así entregar un nuevo certificado. La velocidad de corrosión va a depender de gran manera del líquido a almacenar y los medios climáticos en los cuales se encuentre funcionando el tanque, así

como también del estado en que se encuentre el sistema de protección catódica del mismo.

Las mediciones, análisis, pruebas y/o ensayos no destructivos que se van a realizar en el proceso de certificación, están descritas en el capítulo anterior, así como los criterios de aceptación de cada uno de las diferentes etapas del proceso, de esta manera cada informe tendrá una sustentación técnica para la aceptación, rechazo o reparación sugerida en el mismo, para luego proceder a una nueva evaluación.

El procedimiento para la realización de las diferentes pruebas, se ha propuesto de manera que las de menor impacto económico se realicen en primer lugar y los ensayos que implican un mayor costo, se realicen posteriormente; a pesar que todas las pruebas tiene el mismo impacto en el momento de diagnóstico del tanque de almacenamiento. Lo que se persigue con este esquema es mejorar el proceso de certificación tomando en cuenta los esfuerzos tanto físicos como económicos.

El proceso descrito a continuación toma como base la empresa formada "CMC S.A" para detallar los pasos que se deben seguir para determinar la idoneidad de un tanque para operar dentro del país. Los siguientes formatos de informes elaborados son un ejemplo que analiza el procedimiento de certificación de una forma manual. Subsecuentemente al analizar el Software se vera que es el mismo procedimiento pero permite reducir el tiempo de certificación, especialmente en la elaboración de los diferentes informes requeridos para este procedimiento, así como también el método de archivar de datos.

El esquema de la figura 4.2 permite desglosar todas las pruebas que se van a realizar así como el orden en que van a efectuarse y las acciones o reacciones que se dan luego de la aprobación o no de las diferentes pruebas expuestas a análisis. Cabe recalcar que un tanque para alcanzar una certificación nacional no requiere que se le realicen todas las pruebas antes mencionadas, pero con el protocolo de pruebas se puede constatar el verdadero estado del tanque.

1.- El procedimiento de certificación comienza con una solicitud realizada por parte del cliente. En la solicitud deben constar todos los datos que se encuentran en el documento CMC-1-S-01. Los formularios de solicitud son aprobados o rechazados por administración, considerando los datos técnicos del tanque y determinando la disponibilidad de recursos tanto físicos como materiales para realizar dicha certificación.

2.- Si la solicitud es aprobada se procede a elaborar una orden de certificación, para lo cual se realiza el documento CMC-1-O-02. que pasará al sector 2 en donde se procederá a evaluar las diferentes pruebas realizadas al tanque a certificar. De no ser aceptada la solicitud se puede realizar otra, adjuntando la información faltante, rectificando los errores que se hayan cometido o retrazando la fecha de certificación indicada en la solicitud anterior o según sea el caso del motivo del rechazo.

3.- Las diferentes pruebas a las que se van a someter a los tanques, son realizadas por personal calificado de acuerdo a las normas establecidas, y pueden ser realizadas por empresas inspectoras legalmente reconocidas por el organismo rector, en este caso la D.N.H. Las pruebas mandatarias parte A y B serán aprobadas o rechazadas en el documento CMC-2-I-01 y CMC-2-I-02 respectivamente, de acuerdo al análisis de resultados obtenidos de los informes de las diferentes pruebas. Si el análisis del tanque requiere Ensayos No Destructivos (E.N.D) serán realizados de acuerdo a las normas pertinentes, de la misma manera si el cliente lo solicita se procederá a realizar estos ensayos y serán aprobados o rechazados encontrándose en el documento CMC-2-I-03.

De acuerdo a las características técnicas evaluadas en cada prueba realizada, las imperfecciones o fallas detectadas al momento de realizar una prueba pueden ser reparadas de acuerdo a los criterios establecido en las normas API 650 y API 653, de tal manera que se sometan a la misma prueba posteriormente y puedan ser superadas dichas fallas, para lo cual se tendrá que seguir con la numeración antes mencionada, es decir por ejemplo si se da un problema de fugas en el tanque, las mismas deberán ser reparadas y

someter al tanque a la prueba hidrostática estipulada en las pruebas mandatorias parte (B) y de aprobarla deberá ser registrado en el documento CMC-2-I-02.1.

4.- La aprobación de certificación de operatividad del tanque atmosférico se dará en el documento CMC-3-C-01, con el análisis de las pruebas a las que fue sometido el tanque en cuestión. Así como también se dará el informe de rechazo de operatividad en el documento CMC-3-C-02 para las pruebas no aprobadas y las respectivas consideraciones técnicas.

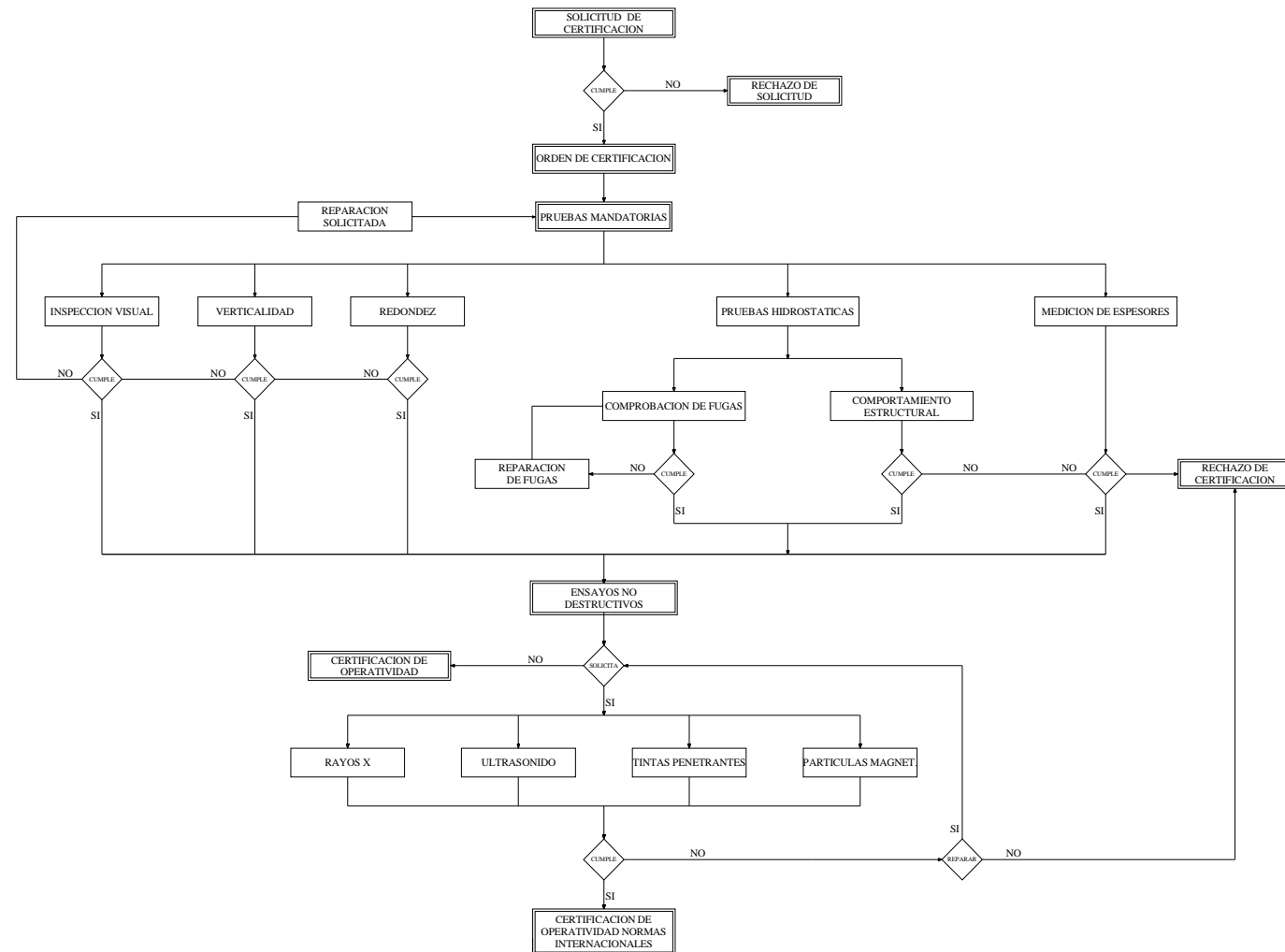


Figura 4. 2 Flujo del Proceso de Certificación.

4.4.1 SOLICITUD DE CERTIFICACIÓN.

La solicitud de certificación se da por medio de un registro, el cual es llenado por el cliente con los datos solicitados en el mismo para luego ser entregado en las oficinas de la empresa “CMC S.A” y para analizar la solicitud.

- **OBJETIVO**

Establecer un vínculo entre la demanda que existe por este servicio y los recursos materiales y humanos con los que cuenta la empresa “CMC S.A” y así analizar si es factible realizar dicha certificación en el tiempo estipulado en la solicitud.

- **ALCANCE**

Se obtendrá toda la información sobre el tanque de almacenamiento, los datos de la empresa constructora y del dueño del tanque. Se registrara también las pruebas adicionales a las que se sometería el tanque, de acuerdo a los requerimientos del cliente.

- **DESARROLLO**

1.- El formulario de solicitud es adquirida en las oficinas de “CMC S.A” y llenado por la parte interesada.

2.- El formulario es entregado en las oficinas de “CMC S.A” para luego ser analizado y determinar su aceptación o rechazo de acuerdo a las características del tanque de almacenamiento.

3.- La aceptación o rechazo de la solicitud es informada por parte de administración con la copia de la solicitud con el sello de aceptado y dando una fecha de entrega de informe de certificación.

- **REGISTRO**

La solicitud aprobada quedara registrada con el código CMC-0-F-01 que pasará a archivos y una copia para la realización de la orden de certificación.

		CERTIFICADORA "CMC S.A"														
CMC-1-S-01		SOLICITUD DE CERTIFICACION			FECHA DE ENTEGA	2007/10/30										
DATOS CLIENTE																
EMPRESA				REPRESENTANTE LEGAL												
DIRECCION				RUC												
TELEFONOS				FAX												
DATOS FABRICANTE																
EMPRESA				REPRESENTANTE LEGAL												
DIRECCION				RUC												
TELEFONOS				FAX												
PARAMETROS DE DISEÑO																
LIQUIDO A ALMACENAR				CAPACIDAD NOMINAL												
TIPO DE TANQUE				TIPO DE TECHO												
LOCALIZACION	LONGITUD				LATITUD											
CONDICIONES AMBIENTALES	TEMPERATURA	°C	HUMEDAD													
NORMA DE DISENO				AÑO DE EDICION												
NORMA DE CONSTRUCCION				AÑO DE EDICION												
CARACTERISTICAS TECNICAS																
CAPACIDAD NOMINAL				ALTURA NOMINAL												
CAPACIDAD OPERATIVA				ALTURA REFERENCIAL												
NUMERO DE ANILLOS				DIAMETRO DEL TANQUE			CODIGO DEL TANQUE									
ANILLOS	1	2	3	4	5	6	7	8	FECHA INICIO DE CONST.							
ESPOSOR DE LAMINAS									FECHA FIN DE CONST.							
ENSAYOS E.N.D	RAYOS X		ULTRASONIDO		TINTAS PENETRATES		PARTICULAS MAGNETICAS									
OBSERVACIONES																

<table border="1" style="width: 100%; height: 100%;"> <tr> <td style="width: 30%;">NOMBRE</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>FIRMA</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">REPRESENTANTE LEGAL</td> </tr> </table>											NOMBRE	_____	FIRMA	_____	REPRESENTANTE LEGAL	
NOMBRE	_____															
FIRMA	_____															
REPRESENTANTE LEGAL																
CERTIFICAMOS QUE EL CONTENIDO DE ESTE REPORTE ES CORRECTO, Y QUE SE HA CUMPLIDO CON LA INFORMACION SOLICITADA																

Figura 4. 3 Formato de la Solicitud de Certificación.

4.4.2 ORDEN DE CERTIFICACION

La orden de certificación es un documento donde se indica al personal que existe un trabajo pendiente y es donde se indicara el tiempo estimado para realizar dicho trabajo. Además, se detallan los datos necesarios para buscar la información del tanque a certificar y sobre todo dar un número de orden de certificación, que es la que servirá como guía en todo el proceso.

- **OBJETIVO**

Informar al personal la creación de una orden de certificación así como las diferentes pruebas que se realizarán en del tanque de almacenamiento.

- **ALCANCE**

Se tratará de entregar toda la información técnica del equipo a certificar, de tal manera que desarrolle con normalidad el protocolo de pruebas ya establecido anteriormente.

- **DESARROLLO**

1.- La orden de certificación es realizada por administración con una copia del documento CMC-0-F-01

2.- La orden de certificación es entregada al supervisor encargado de las pruebas de certificación.

3.- Se procede a realizar un cronograma cronológico de las diferentes pruebas, con el fin de solicitar los recursos humanos y materiales para realización de las mismas.

- **REGISTRO**

La orden de certificación quedará registrada con el código CMC-1-O-01 que pasará a archivos y una copia para el supervisor encargado.

4.4.3 INFORME DE PRUEBAS MANDATORIAS (A)

El informe abarca tres pruebas que son: inspección visual, prueba de verticalidad y prueba de redondez, en este orden respectivamente. La inspección visual determina las discontinuidades superficiales que sean evidentes a simple vista y además nos da un detalle del estado general del tanque como en el sistema de protección catódica y accesorios del mismo. Las pruebas de verticalidad y redondez nos dan a conocer el estado estructural en el que se encuentra el tanque. Los datos obtenidos de estas pruebas dadas por la inspectora serán comparados con los requerimientos de las normas y se elabora el presente informe, con la aprobación o rechazo de cada prueba o con las recomendaciones técnicas que permitirían realizar una reparación para luego realizar una nueva evaluación del tanque de almacenamiento.

- **OBJETIVO**

Establecer el estado del tanque de almacenamiento de acuerdo al análisis de las pruebas mandatorias realizadas.

- **ALCANCE**

Se tratarán únicamente las pruebas visuales, de redondez y de verticalidad a las que se debe someter el tanque de almacenamiento.

- **DESARROLLO**

- 1.- Los informes de las pruebas visuales, de redondez y de verticalidad pasaran a manos del inspector encargado.
- 2.- Los datos obtenidos en estos informes son comparados con los requerimientos de las diferentes normas para establecer el estado del tanque.
- 3.- El informe de resultado de las pruebas mandatorias parte (A) es aceptado o rechazado, tomando en cuenta las recomendaciones técnicas que permitirían realizar la reparación al tanque para luego ser examinado.

- **REGISTRO**

El informe de pruebas estáticas quedara registrado con el código CMC-2-I-01 que pasará a archivos.

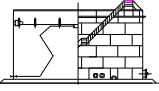
		CERTIFICADORA "CMC S.A"				
CMC-2-I-01		PRUEBAS MANDATORIAS (A)				
		FECHA DE ENTREGA	2007/11/30			
NUMERO DE CERTIFICACION		CLIENTE				
CODIGO DEL TANQUE		INSPECTORA				
INSPECCION VISUAL						
FECHA DE INICIACION		FECHA DE FINALIZACION				
LUEGO DEL ESTUDIO TECNICO REALIZADO SE RECOMIENDA:		RECOMENDACIONES TECNICAS				
APROBAR	<input type="checkbox"/>	CON LAS SIGUIENTES RECOMENDACIONES TECNICAS				
NEGAR	<input type="checkbox"/>	POR LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES TECNICAS				
PRUEBA DE REDONDEZ						
FECHA DE INICIACION		FECHA DE FINALIZACION				
LUEGO DEL ESTUDIO TECNICO REALIZADO SE RECOMIENDA:		RECOMENDACIONES TECNICAS				
APROBAR	<input type="checkbox"/>	CON LAS SIGUIENTES RECOMENDACIONES TECNICAS				
NEGAR	<input type="checkbox"/>	POR LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES TECNICAS				
PRUEBA DE VERTICALIDAD						
FECHA DE INICIACION		FECHA DE FINALIZACION				
LUEGO DEL ESTUDIO TECNICO REALIZADO SE RECOMIENDA:		RECOMENDACIONES TECNICAS				
APROBAR	<input type="checkbox"/>	CON LAS SIGUIENTES RECOMENDACIONES TECNICAS				
NEGAR	<input type="checkbox"/>	POR LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES TECNICAS				
OBSERVACIONES						
<hr/> <hr/> <hr/>						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;"> NOMBRE _____ </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;"> FIRMA _____ </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 5px;"> TECNICO RESPONSABLE </td> </tr> </table>				NOMBRE _____	FIRMA _____	TECNICO RESPONSABLE
NOMBRE _____						
FIRMA _____						
TECNICO RESPONSABLE						
CERTIFICAMOS QUE EL CONTENIDO DE ESTE REPORTE ES CORRECTO, Y QUE SE HA CUMPLIDO CON LA INFORMACION SOLICITADA						

Figura 4. 5 Formato de Resultado de Informes de Pruebas Mandatorias Parte (A)

4.4.4 INFORME DE PRUEBAS MANDATORIAS (B)

Las pruebas mandatorias son mas costosas que las expuestas anteriormente, por tal motivo estas pruebas se realizan después de haber aprobado las mandatorias parte (A). El informe abarca dos pruebas que son: medición de espesores y pruebas hidrostáticas. La prueba de medición de espesores permite conocer el grado de deterioro que tiene el tanque por efecto de la corrosión y las pruebas hidrostáticas permiten conocer el estado estructural del tanque al momento de estar en operación y encontrar posibles fugas de producto. Los datos obtenidos en estas pruebas serán comparados con los requerimientos de la normas y se elabora el informe, con la aprobación o rechazo de cada prueba o con las recomendaciones técnicas que permitirían realizar una reparación para luego realizar una nueva evaluación del tanque.

- **OBJETIVO**

Conocer el estado estructural del tanque de almacenamiento de acuerdo al análisis de las pruebas mantatorias parte (B).

- **ALCANCE**

Se trataran únicamente las pruebas medición de espesores y pruebas hidrostáticas a las se que debe someter el tanque de almacenamiento.

- **DESARROLLO**

1.- Los informes de la prueba de medición de espesores e hidrostática pasarán a manos del inspector encargado.

2.- Los datos obtenidos en estos informes son comparados con los requerimientos de las diferentes normas para determinar su aceptación.

3.- El informe de resultado de las pruebas mandatorias parte (B) es aceptado o rechazado, tomando en cuenta las recomendaciones técnicas que permitirían realizar la reparación al tanque para luego ser examinado.

- **REGISTRO**

El informe de pruebas estáticas quedara registrado con el código CMC-2-I-02 que pasara a archivos.

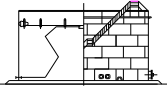
		CERTIFICADORA "CMC S.A"				
CMC-2-1-02		PRUEBAS MANDATORIAS (B)				
		FECHA DE ENTREGA	2007/11/30			
NUMERO DE CERTIFICACION			CLIENTE			
CODIGO DEL TANQUE			INSPECTORA			
PRUEBA DE ESPESORES						
FECHA DE INICIACION			FECHA DE FINALIZACION			
LUEGO DEL ESTUDIO TECNICO REALIZADO SE RECOMIENDA:		RECOMENDACIONES TECNICAS				
APROBAR	<input type="checkbox"/>	CON LAS SIGUIENTES RECOMENDACIONES TECNICAS				
NEGAR	<input type="checkbox"/>	POR LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES TECNICAS				
PRUEBA HIDROSTATICA						
FECHA DE INICIACION			FECHA DE FINALIZACION			
LUEGO DEL ESTUDIO TECNICO REALIZADO SE RECOMIENDA:		RECOMENDACIONES TECNICAS				
APROBAR	<input type="checkbox"/>	CON LAS SIGUIENTES RECOMENDACIONES TECNICAS				
NEGAR	<input type="checkbox"/>	POR LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES TECNICAS				
OBSERVACIONES						
<hr/> <hr/> <hr/> <hr/>						
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td> NOMBRE _____ </td> </tr> <tr> <td> FIRMA _____ </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"> TECNICO RESPONSABLE </td> </tr> </table>				NOMBRE _____	FIRMA _____	TECNICO RESPONSABLE
NOMBRE _____						
FIRMA _____						
TECNICO RESPONSABLE						
CERTIFICAMOS QUE EL CONTENIDO DE ESTE REPORTE ES CORRECTO, Y QUE SE HA CUMPLIDO CON LA INFORMACION SOLICITADA						

Figura 4. 6 Formato de Resultado de Informes de Pruebas Mandatorias Parte (B)

4.4.5 INFORME DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (E.N.D.)

El informe abarca los diferentes ensayos no destructivos como son: radiográfico, tintas entrantes, partículas magnéticas y ultrasonido. Los diferentes ensayos permiten conocer las discontinuidades que pueden estar presentes en la soldadura, en diferentes puntos del tanque. Los datos obtenidos de estas pruebas dadas por la inspectora serán comparados con los requerimientos de la normas y se elabora el presente informe, con la aprobación o rechazo de cada prueba o con las recomendaciones técnicas que permitirían realizar una reparación para luego realizar una nueva evaluación del tanque de almacenamiento.

- **OBJETIVO**

Determinar la existencia o no de discontinuidades presentes en la soldadura en diferentes puntos del tanque de almacenamiento de acuerdo a la norma consultada.

- **ALCANCE**

Se trataran únicamente los ensayos no destructivos, que sean requeridos en el proceso de certificación y los que el cliente haya solicitado que se realicen en el tanque de almacenamiento.

- **DESARROLLO**

1.- Los informes de los diferentes ensayos no destructivos realizados pasarán a manos del inspector encargado.

2.- Los datos obtenidos en estos informes son comparados con los requerimientos de las diferentes normas para establecer el estado del tanque.

3.- El informe de resultado de los E.N.D es aceptado o rechazado, tomando en cuenta las recomendaciones técnicas que permitirían realizar la reparación al tanque para luego ser examinado en a prueba rechazada.

- **REGISTRO**

El informe de pruebas estáticas quedará registrado con el código CMC-2-I-03 que pasara a archivos.

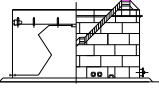
		CERTIFICADORA "CMC S.A"				
CMC-2-I-03		ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (E.N.D.)				
NUMERO DE CERTIFICACION		CLIENTE				
CODIGO DEL TANQUE		INSPECTORA				
ENSAYO DE TINTAS PENETRANTES						
FECHA DE INICIACION		FECHA DE FINALIZACION				
LUEGO DEL ESTUDIO TECNICO REALIZADO SE RECOMIENDA:		RECOMENDACIONES TECNICAS				
APROBAR <input type="checkbox"/> CON LAS SIGUIENTES RECOMENDACIONES TECNICAS						
NEGAR <input type="checkbox"/> POR LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES TECNICAS						
ENSAYO RADIOGRAFICO						
FECHA DE INICIACION		FECHA DE FINALIZACION				
LUEGO DEL ESTUDIO TECNICO REALIZADO SE RECOMIENDA:		RECOMENDACIONES TECNICAS				
APROBAR <input type="checkbox"/> CON LAS SIGUIENTES RECOMENDACIONES TECNICAS						
NEGAR <input type="checkbox"/> POR LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES TECNICAS						
ENSAYO DE ULTRASONIDO						
FECHA DE INICIACION		FECHA DE FINALIZACION				
LUEGO DEL ESTUDIO TECNICO REALIZADO SE RECOMIENDA:		RECOMENDACIONES TECNICAS				
APROBAR <input type="checkbox"/> CON LAS SIGUIENTES RECOMENDACIONES TECNICAS						
NEGAR <input type="checkbox"/> POR LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES TECNICAS						
OBSERVACIONES <hr/> <hr/> <hr/>						
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;"> NOMBRE _____ </td> </tr> <tr> <td> FIRMA _____ </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"> TECNICO RESPONSABLE </td> </tr> </table>				NOMBRE _____	FIRMA _____	TECNICO RESPONSABLE
NOMBRE _____						
FIRMA _____						
TECNICO RESPONSABLE						
CERTIFICAMOS QUE EL CONTENIDO DE ESTE REPORTE ES CORRECTO.Y QUE SE HA CUMPLIDO CON LA INFORMACION SOLICITADA						

Figura 4. 7 Formato de resultados de informes de Ensayos No Destructivos.

4.4.6 INFORME DE CERTIFICACION.

En el presente informe se tiene los datos técnicos del tanque que se han tomado en consideración para realizar la certificación así como también todas las pruebas realizadas en el mismo. La certificación de operatividad se dará al tanque que haya aprobado con éxito todas las pruebas a las que fue sometido de acuerdo a las normas ya establecidas y además se recomendará el tiempo que debe transcurrir para realizar una nueva inspección.

- **OBJETIVO**

Elaborar el documento que relacione los diferentes informes para conceder o no el certificado de operatividad del tanque de almacenamiento.

- **ALCANCE**

Este documento tiene vigencia a nivel nacional y es reconocido por el órgano regulador que es la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

- **DESARROLLO**

1.- Los informes obtenidos a lo largo del proceso son revisados para elaborar el certificado de operatividad.

2.- El informe de certificación de operatividad o de inoperatividad es avaluado por un técnico delegado de la DNH con las recomendaciones o consideraciones respectivamente analizadas.

3.- La documentación original es entregada al cliente, y una copia de la misma queda en archivos, como respaldo de la certificación realizada.

- **REGISTRO**

El certificado de operatividad quedará registrado con el código CMC-3-C-01 o el certificado de inoperatividad con el código CMC-3-C-02, pasará a archivos para luego ser entregados a la parte interesada junto con toda la información original del proceso de certificación.

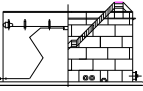
		CERTIFICADORA "CMC S.A"																									
CMC-3-C-01		INFORME DE CERTIFICACION			FECHA DE ENTREGA	2007/11/30																					
DATOS DE IDENTIFICACION																											
NUMERO DE SOLICITUD		NUMERO DE CERTIFICACION																									
CLIENTE		TELEFONO/ FAX																									
CONSTRUCTORA		TELEFONO/ FAX																									
CODIGO DEL TANQUE		FECHA DE CONSTRUCCION																									
CENTRO DE ALMACENAMIENTO		TIEMPO DE OPERACION																									
CAPACIDAD NOMINAL		ALTURA NOMINAL																									
CAPACIDAD OPERATIVA		ALTURA REFERENCIAL																									
NUMERO DE ANILLOS		DIAMETRO DEL TANQUE		CODIGO DEL TANQUE																							
ANILLOS		1	2	3	4	5	6	7	8	FECHA INICIO DE CONST.																	
ESPESOR DE LAMINAS										FECHA FIN DE CONST.																	
PRUEBAS REALIZADAS																											
		APROBADO			RECHAZADO																						
INSPECCION VISUAL		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>																						
REDONDEZ		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>																						
VERTICALIDAD		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>																						
MEDICION DE ESPESORES		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>																						
HIDROSTATICA		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>																						
ENSAYOS E.N.D.								SI	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>																
RAYOS X		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>																						
ULTRASONIDO		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>																						
TINTAS PENETRANTES		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>																						
PARTICULAS MAGNETICAS		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>																						
<p>DE ACUERDO A LAS PRUEBAS REALIZADAS Y APROBADAS SE CERTIFICA QUE ESTE TANQUE CUMPLE CON TODOS LOS REQUISITOS PARA OPERAR DENTRO DEL PAIS.</p>																											
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>NOMBRE</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>FIRMA</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>FECHA</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">TECNICO RESPONSABLE</td> </tr> </table>						NOMBRE	_____	FIRMA	_____	FECHA	_____	TECNICO RESPONSABLE		<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>NOMBRE</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>FIRMA</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>FECHA</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">TECNICO D.N.H.</td> </tr> </table>						NOMBRE	_____	FIRMA	_____	FECHA	_____	TECNICO D.N.H.	
NOMBRE	_____																										
FIRMA	_____																										
FECHA	_____																										
TECNICO RESPONSABLE																											
NOMBRE	_____																										
FIRMA	_____																										
FECHA	_____																										
TECNICO D.N.H.																											
CERTIFICAMOS QUE EL CONTENIDO DE ESTE REPORTE ES CORRECTO, Y QUE SE HA CUMPLIDO CON LA INFORMACION SOLICITADA																											

Figura 4. 8 Formato de Certificación de Operatividad.

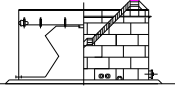
		CERTIFICADORA "CMC S.A"																								
		CMC-3-C-02	INFORME DE CERTIFICACION	FECHA DE ENTEGA	2007/11/30																					
DATOS DE IDENTIFICACION																										
NUMERO DE SOLICITUD		NUMERO DE CERTIFICACION																								
CLIENTE		TELEFONO/ FAX																								
CONSTRUCTORA		TELEFONO/ FAX																								
CODIGO DEL TANQUE		FECHA DE CONSTRUCCION																								
CENTRO DE ALMACENAMIENTO		TIEMPO DE OPERACION																								
CAPACIDAD NOMINAL		ALTURA NOMINAL																								
CAPACIDAD OPERATIVA		ALTURA REFERENCIAL																								
NUMERO DE ANILLOS		DIAMETRO DEL TANQUE		CODIGO DEL TANQUE																						
ANILLOS	1	2	3	4	5	6	7	8	FECHA INICIO DE CONST.																	
ESPESOR DE LAMINAS									FECHA FIN DE CONST.																	
PRUEBAS REALIZADAS																										
		APROBADO		RECHAZADO																						
INSPECCION VISUAL		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>																						
REDONDEZ		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>																						
VERTICALIDAD		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>																						
MEDICION DE ESPESORES		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>																						
HIDROSTATICA		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>																						
ENSAYOS E.N.D.						SI <input type="checkbox"/>		NO <input type="checkbox"/>																		
RAYOS X		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>																						
ULTRASONIDO		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>																						
TINTAS PENETRANTES		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>																						
PARTICULAS MAGNETICAS		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>																						
<p>DE ACUERDO A LAS PRUEBAS REALIZADAS NO SE PUEDE EXTENDER EL RESPECTIVO CERTIFICADO DE OPERATIVIDAD POR ENCONTRARSE FALLAS INACEPTABLES EN UN TANQUE ATMOSFERICO PARA ALMACENAMIENTO DE CRUDO SEGUN LAS RECOMENDACIONES TECNICAS EXPUESTAS EN EL INFORME DE PLA PRUEBA NO APROBADA.</p>																										
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>NOMBRE</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>FIRMA</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>FECHA</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">TECNICO RESPONSABLE</td> </tr> </table>					NOMBRE	_____	FIRMA	_____	FECHA	_____	TECNICO RESPONSABLE		<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>NOMBRE</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>FIRMA</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>FECHA</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">TECNICO D.N.H.</td> </tr> </table>						NOMBRE	_____	FIRMA	_____	FECHA	_____	TECNICO D.N.H.	
NOMBRE	_____																									
FIRMA	_____																									
FECHA	_____																									
TECNICO RESPONSABLE																										
NOMBRE	_____																									
FIRMA	_____																									
FECHA	_____																									
TECNICO D.N.H.																										
CERTIFICAMOS QUE EL CONTENIDO DE ESTE REPORTE ES CORRECTO, Y QUE SE HA CUMPLIDO CON LA INFORMACION SOLICITADA																										

Figura 4. 9 Formato de Certificación de Inoperatividad.

CAPITULO V

MANUAL DEL PROGRAMA PARA CERTIFICACIÓN DE TANQUES ATMOSFÉRICOS PARA ALMACENAMIENTO DE CRUDO.

Un programa es una secuencia de instrucciones que indican al hardware de un ordenador las operaciones debe realizar con los datos obtenidos. Un ordenador universal, o de uso general, contiene algunos programas incorporados, (ROM) o instrucciones, pero depende de programas externos para ejecutar tareas útiles. Una vez programado, podrá hacer tanto o tan poco como le permita el software que lo controla en determinado momento. El software de uso más generalizado incluye una amplia variedad de programas de aplicaciones, es decir, instrucciones al ordenador acerca de cómo realizar diversas tareas.

5.1 REQUERIMIENTOS DEL HARDWARE.

El computador donde se instalará el programa debe cumplir con los siguientes requisitos para que este funcione eficazmente:

- 200 MEG. de espacio disponible en disco duro.
- 64 MEG. de memoria RAM.
- 856 Mhz. de velocidad.
- CD Room.
- Monitor 15" o superior. La resolución recomendable es de 800x600 píxeles.
- Ratón.
- Impresora.

5.2 REQUERIMIENTOS DE SOFTWARE.

Para el correcto funcionamiento del programa “CERTIFICADOR DE TANQUES ATMOSFERICOS PARA ALMACENAMIENTO DE CRUDO” al que llamaremos en adelante “Certificador CMC” se requiere que los siguientes paquetes se encuentren instalados en el computador:

- Windows 98/NT/2000/XP Pentium.
- Microsoft Access.

5.3 INSTALACIÓN DE “CERTIFICADOR CMC”

Para la instalación del programa se debe introducir el CD que tiene los instaladores en el computador y seguir los siguientes pasos:

1. Abrir la carpeta “Certificación” que esta en el CD.
2. Seleccionar y hacer doble clic sobre el icono mostrado en la figura 5.1.



Figura 5. 1 Icono de Instalación del Programa “CMC”.

3. Seguir los pasos que indica el instalador, con ayuda de Windows como se indica en la figura 5.2.
4. Copiar la base de datos de Access que también se encuentra en el CD de instalación del programa en la siguiente dirección C:\ Archivos de Programa\ Certificación \Base. Con la finalidad que el programa interactúe con la base de datos y esta almacene toda la información procesada durante el proceso de certificación y a la vez permita realizar consultas de esta para obtener la certificación.

Instalación de Certificación

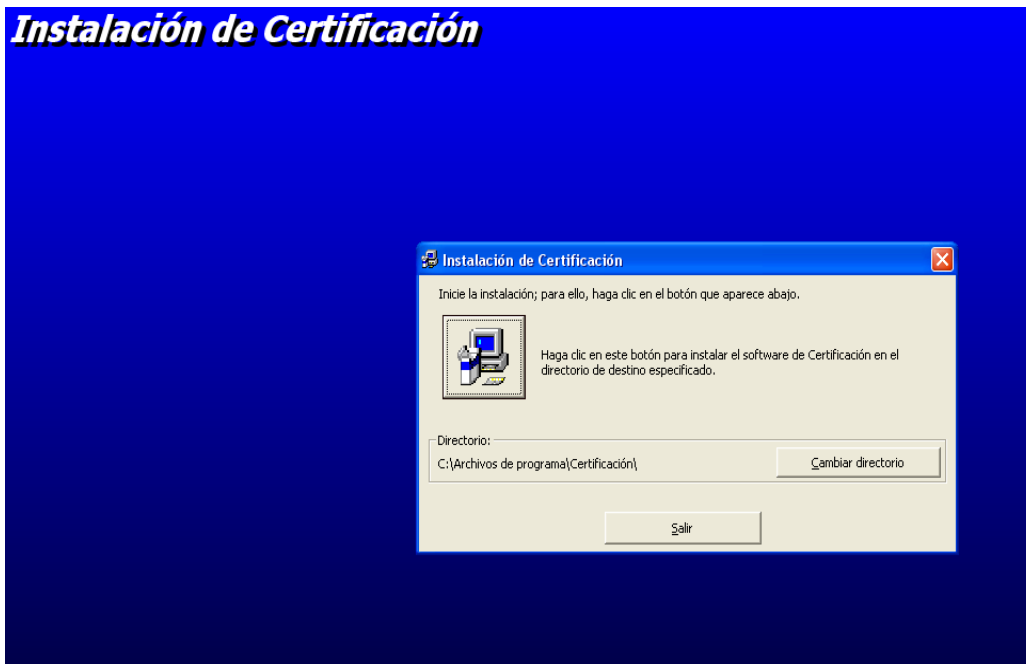


Figura 5. 2 Instalación del programa

5.4 INICIO DE PROGRAMA.

Para acceder el programa deben cumplirse los siguientes pasos

1. Ubicarse en la barra de inicio,
2. Luego en todos los programas,
3. Buscar el programa “CERTIFICADOR CMC”
4. Dar doble clic en el icono “CERTIFICADOR CMC” como se indica en la figura 5.3

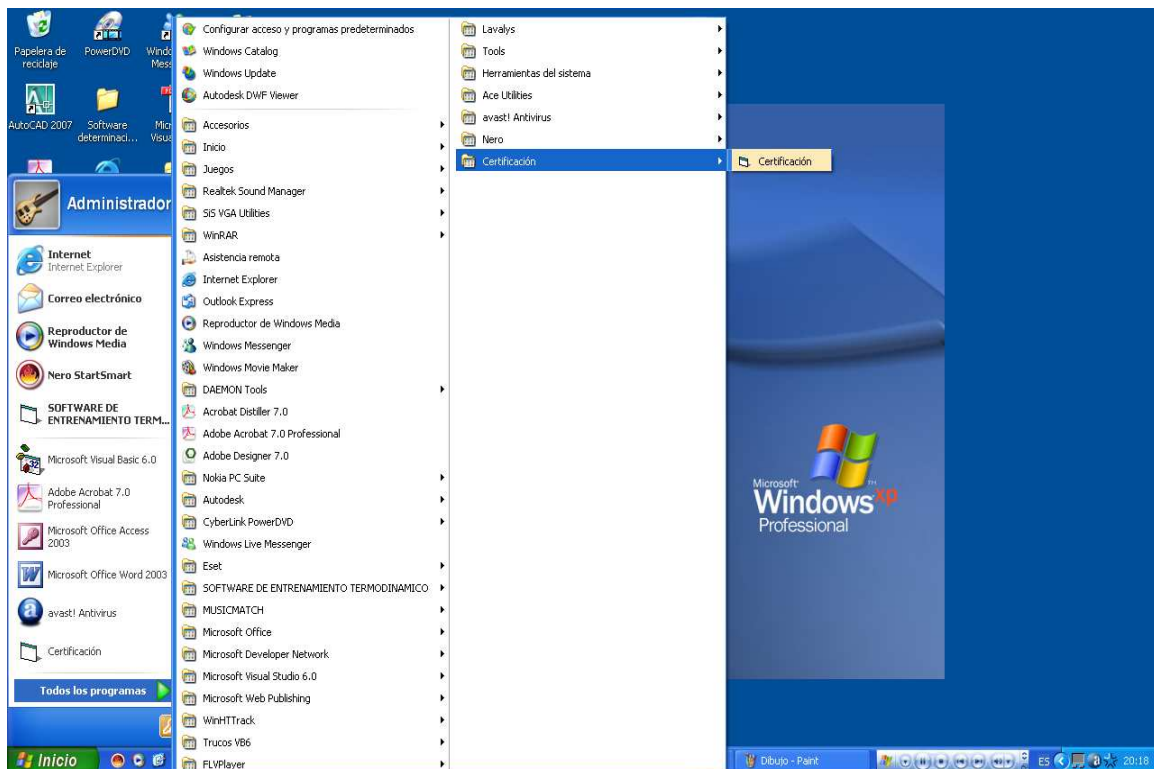


Figura 5. 3 Icono para inicio del programa “CMC”.

5.5 ACCESO AL SISTEMA.

El programa debe ser usado únicamente por el personal autorizado. Por tal motivo en la figura 5.4 se indica un formulario que permite acceder al programa, en el cual se debe ingresar el nombre del usuario y la clave de la persona que desea acceder al software, estas serán entregadas con anterioridad a los técnicos calificados para el manejo de este certificador. En el caso que el nombre del usuario o la clave estén incorrectos aparecerá el mensaje que se muestra en la figura 5.5 en donde se indicará el número de oportunidades que tiene para acceder al programa, una vez que se cumpla el tercer intento fallido de ingreso de clave se cerrará automáticamente el ingreso al software.

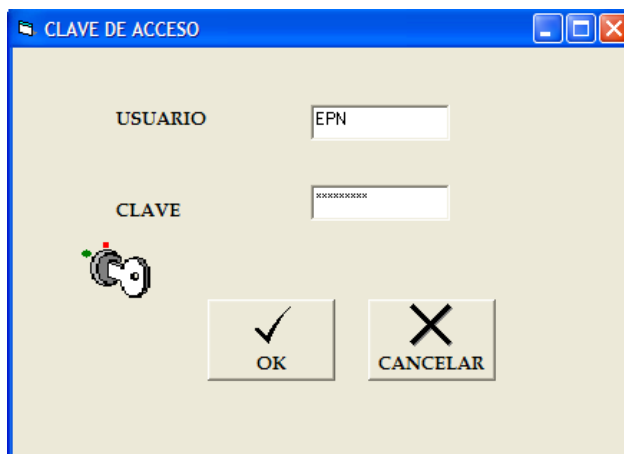


Figura 5. 4 Ventana para Ingreso de Clave.

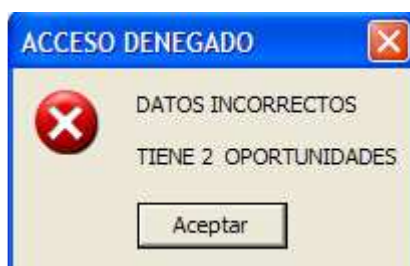


Figura 5. 5 Advertencia de Ingreso Incorrecto de Clave y/o Usuario.

5.6 MENÚ PRINCIPAL.

Al acceder al programa aparece el menú principal en el cual consta de submenús como se indica en la figura 5.6. Al ingresar a cada submenú se desplegarán otros menús en los cuales permitirá ingresar la información requerida para la certificación u obtener los informes de las diferentes pruebas realizadas en un tanque específico si se conoce el número de certificación. Los menús que permiten realizar estos tipos de operaciones son los siguientes:

- Archivo.
- Clientes.
- Datos Técnicos.
- Pruebas.
- Informes.



Figura 5. 6 Menú Principal.

5.7 MENÚ ARCHIVO.

Al dar clic en el menú archivo se desplegará el submenú Salir, este nos permitirá dar por terminada la aplicación del programa, este se muestra en la figura 5.7.

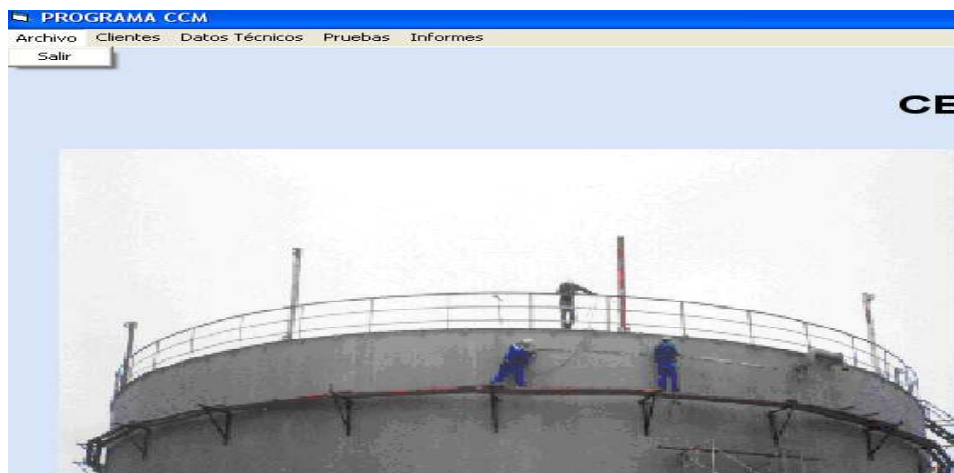


Figura 5. 7 Menú Archivo del Programa "CMC".

5.8 MENU CLIENTES.

Al dar un clic en el menú clientes, aparecerá un submenú que indica agregar clientes al ingresar en este submenú aparece un formulario en donde se puede realizar distintas acciones con la información de los clientes. Este formulario se puede observar en la figura.5.8.

The screenshot displays the 'PROGRAMA CCM' interface. The main window is titled 'CLIENTES' and contains a form for entering client data. The form fields are as follows:

Field	Value
EMPRESA	PETROCOMERCIAL
REPRESENTANTE	ANDRES ROSERO
RUC	1234567890098
DIRECCION	AV. AMAZONAS Y BAQUEDANO 23
TELEFONO	2639804
FAX	2322322
CODIGO	3

Below the form is a 'Guardar' button and a 'ULTIMO REGISTRO' button. To the right, there is a panel titled 'OPCIONES DISPONIBLES' with four buttons: 'NUEVO', 'EDITAR', 'ELIMINAR', and 'SALIR'. At the bottom, there is a 'BUSCAR EMPRESA' field and a table with the following data:

codCliente	EMPRESA	Relegal	Ruc	Dire
3	PETROCOMERCIAL	ANDRES ROSERO	1234567890098	AV.

Figura 5. 8 Formulario Clientes.

Los datos que solicita el programa en este formulario son: nombre de la Empresa, Representante, RUC, Dirección, Teléfono, Fax, Código, los mismos que se almacenan en la base de datos de Access al oprimir el comando guardar y que luego serán utilizados en los posteriores informes. . Entre las otras opciones tenemos:

- Ingresar un nuevo cliente, se debe ir al último registro para conocer el código del ultimo cliente ingresado y conocer el próximo numero de código de manera de tener un orden específico entre los datos, luego se procede a dar clic en el botón de nuevo y se ingresan todos los datos requeridos en el formulario, posteriormente se da un clic en guardar para ingresar la información a la base de datos.

- Editar, Eliminar, son las opciones con los cuales se podrá modificar o eliminar respectivamente la información de los clientes en la base de datos.

5.9 MENÚ DATOS TÉCNICOS.

Al dar clic en datos técnicos se visualiza el formulario "Datos" en el cual se ingresa información importante para dar paso a la respectiva certificación.

DATOS TÉCNICOS

Fecha: Año [], Mes [], Día [] Año de Fabricación []

Orden de Certificación [] Responsable [] Buscar Cliente []

Nombre de la Constructora [] Nombre de la Inspectoria []

Tipo de Techo: Fijo [v] Código Cliente []

Tanque: Nuevo En Operación

Capacidad Nominal (m3) [] Código del tanque []

Altura Nominal (m) [] Material [] Esfuerzo de Fluencia (Sy): [] kgf/cm2

Diámetro del Tanque (m) [] Planchas Cuerpo: []

Número de Anillos: 1 [v] Anillo | Espesor(mm) []

Ensayos No Destructivos: Si No

Esfesor Techo [] Esfesor Fondo []

Código	Empresa	Representante	Ruc	Dirección
1	PETROCHECK	Leandro Perez	1234567890098	AV. rena victoria
10	TECSA	PEDRO ORTIZ	1234567890098	AV. BAQUEDANI

ANILLO 8
ANILLO 7
ANILLO 6
ANILLO 5
ANILLO 4
ANILLO 3
ANILLO 2
ANILLO 1

GUARDAR NUEVO

Figura 5. 9 Formulario de Ingreso de Datos Técnicos.

Entre los datos que se deben ingresar al formulario son de dos tipos. Estos datos pueden ser de orden administrativo como son: fecha, año de fabricación, la orden de certificación, el nombre de la constructora, nombre de la inspectora, el nombre del responsable de llevar a cabo el proceso de certificación. El otro tipo de datos son técnicos y específicos del tanque a certificar siendo: el tipo de techo del tanque, el código, si el tanque estaba operando o es nuevo, la capacidad nominal, la altura nominal, diámetro, número de anillos dentro de este el espesor de cada anillo, espesor del techo, espesor del fondo y el material con que se construyó el mismo.

Este formulario da la oportunidad de establecer si el cliente necesita que se realicen Ensayos No Destructivos y los diferentes tipos de ensayos que la empresa puede realizar. Además el formulario tiene un comando que permitirá guardar y otro para ingresar la información que es solicitada, está de igual forma se almacenará en la base de datos de Access, la cual será necesaria para imprimir los informes correspondientes a una orden de certificación y por ende el resultado del proceso de certificación.

5.10 MENÚ PRUEBAS.

Al dar clic en Pruebas se despliega dos submenús el de Pruebas Mandatorias y el de Ensayos no destructivos (E.N.D) mostrados en la figura 5.10, si en el menú datos se escogió E.N.D, el segundo submenú aparecerá encendido en caso contrario este aparecerá apagado, es decir no permitirá ingresar al formulario de E.N.D.

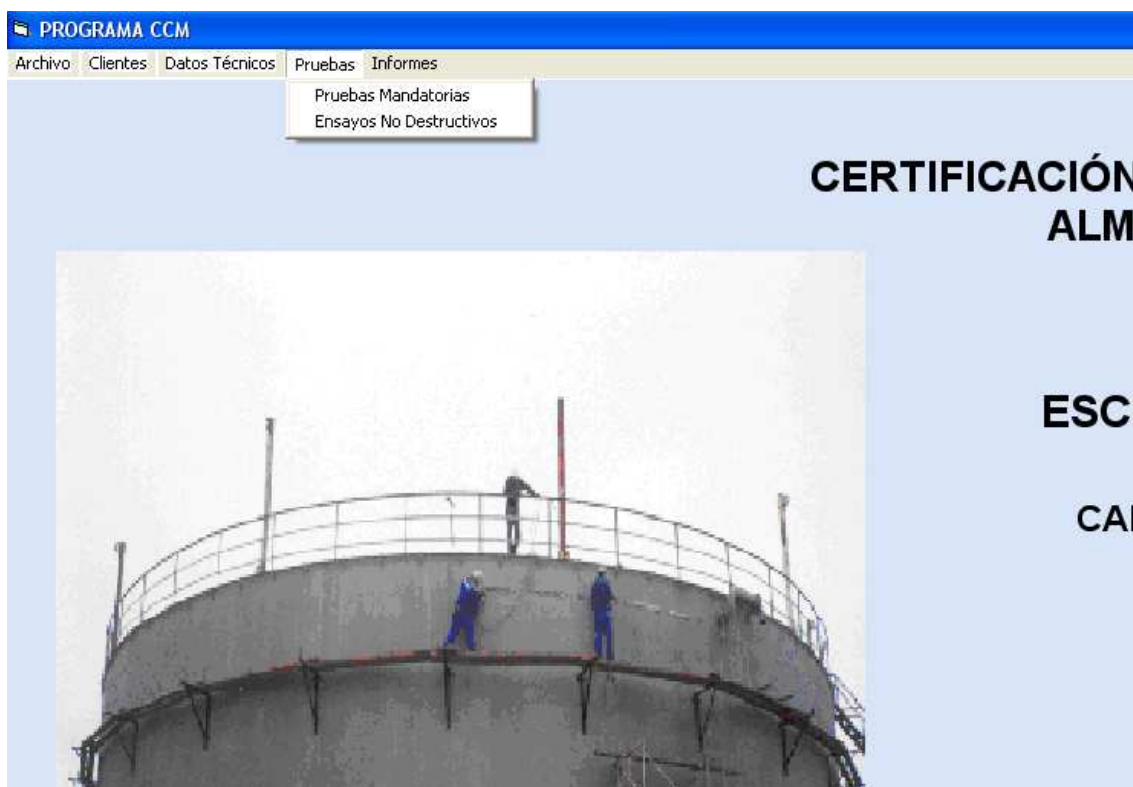


Figura 5. 10 Menú Pruebas.

5.10.1 SUB MENÚ PRUEBAS MANDATORIAS.

En las pruebas mandatorias mostradas en la figura 5.11 se ingresarán los datos de los informes de los ensayos realizadas en el tanque. Las pruebas que están dentro de este formulario son las expuestas en el capítulo anterior, mismas que corresponden a las pruebas mandatorias parte A y B.

- **Inspección visual.**- En esta parte se ingresa los datos especificados en esta prueba, como son la existencia de: discontinuidades, accesorios golpeados, estado de la protección catódica y pintura para estos sistemas contra la corrosión se verificará si se encuentran en optimas o malas condiciones para continuar protegiendo a la estructura tanque, todos estos valores se almacenarán y se evaluarán para posteriormente emitir su respectivo informe.

En discontinuidades tenemos socavamientos si se ubica en la selección "Si", aparecerá la opción de profundidad la cual pedirá valores en las juntas horizontales y verticales como también en la unión de accesorios. Al igual en poros al seleccionar la opción "Si", aparecerá un cuadro en el que pide el diámetro y la longitud entre poros

- **Redondez y Verticalidad.**- Se ingresa los datos de la variación de la estructura del tanque tanto en verticalidad como en la redondez general para la primera esta relacionada con la altura nominal y la segunda con el diámetro los cuales son solicitados en el formulario de datos técnicos, después de haberse realizado las respectivas pruebas de campo en un determinado tanque.
- **Medición de Espesores.**- Se almacenan los diferentes espesores medidos por inspección ultrasónica de cada anillo, techo y fondo de la estructura, estos con los espesores ingresados en datos técnicos nos permitirán calcular la velocidad de corrosión como la vida útil del cuerpo, techo y fondo del tanque.

Figura 5. 11 Formulario de Ingreso de Resultados de las Pruebas Mandatorias.

- **Prueba Hidrostática.**- Esta será opcional para el caso de ser el tanque operativo, tiene la finalidad de evaluar si existen fugas es así que se tiene las opciones “Si” o “No” y el punto principal es la elongación diametral en cada anillo, la cual se evaluará dependiendo del número de anillos.

5.10.2 SUBMENÚ ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS.

Al seleccionar este submenú siempre y cuando este prendido y permita el acceso este se da cuando en el formulario Datos se escoge la opción Ensayos No Destructivos (E.N.D), se visualiza un formulario de E.N.D mostrado en la figura 5.12

Ensayos No Destructivos.

INSPECCIÓN RADIOGRÁFICA

t espesor soldadura (mm)

Poros Sí No

Quemones Sí No

Concavidades Internas Sí No

Fisuras Sí No

Falta de Fusión Sí No

Falta de Penetración Sí No

Sobreespesor Sí No

Escoria Sí No

INSPECCIÓN ULTRASÓNICA

Señales Lineales (mm) Sí No

Señales Redondas (mm) Sí No

INSPECCIÓN PARTICULAS MAGÉTICAS

Señales Lineales (mm) Sí No

Señales Redondas (mm) Sí No

INSPECCIÓN TINTAS PENETRANTES

Señales Lineales (mm) Sí No

Señales Redondas (mm) Sí No


GUARDAR


SALIR

Figura 5. 12 Formulario de Ingreso de Resultados de los E.N.D.

Este consta de cuatro tipos de ensayos no destructivos como es la inspección radiográfica, la inspección ultrasónica, la inspección por partículas magnéticas y la inspección por tintas penetrantes, de estos tipos de ensayos el cliente especifica el tipo de ensayo que desea que se le realice al tanque, por lo general cuando el tanque es nuevo la constructora realiza de 2 a 3 de estos ensayos.

- **Inspección Radiográfica.**- Se pide ingresar las diferentes discontinuidades que se presentan en la soldadura, como son poros, quemones, concavidades internas, fisuras, sobreespesor, escoria, falta de fusión y penetración,

En la opción poros “Si”, se pide ingresar la longitud la cual se clasifica para poros en donde se escogerá el rango del espesor de soldadura (**t**), poros agrupados, poros alargados que igual que poros se escogerá el rango (**t**).

En quemones y concavidades internas en la opción “Si”, se despliega un cuadro de dialogo en el cual se debe ingresar la reducción del espesor. Al escoger la opción sobreespesor “Si”, aparece un cuadro en el cual se selecciona el rango (**t**), y se ingresa el valor tomado de sobreespesor.

En escoria “Si”, se despliega la opción longitud la que clasifica en escoria aislada y alargada para el primer caso se escoge el espacio entre escorias o el rango (**t**), y para el segundo caso únicamente el rango (**t**), y posteriormente se ingresa el valor correspondiente a cada caso.

- **Inspección Ultrasónica, Inspección por Partículas Magnéticas, Inspección por Tintas Penetrantes.**- para estas tres pruebas se pide evaluar las señales lineales y las señales redondas, al seleccionar las segundas se indica en un cuadro de dialogo ingresar el diámetro de las mismas., ver figura 5.12.

5.11 MENÚ INFORMES.

En este menú al dar clic se despliega en cascada tres submenús estos son Pruebas Mandatorias, Ensayos No Destructivos y Certificación, los cuales se observan en la figura 5.13.

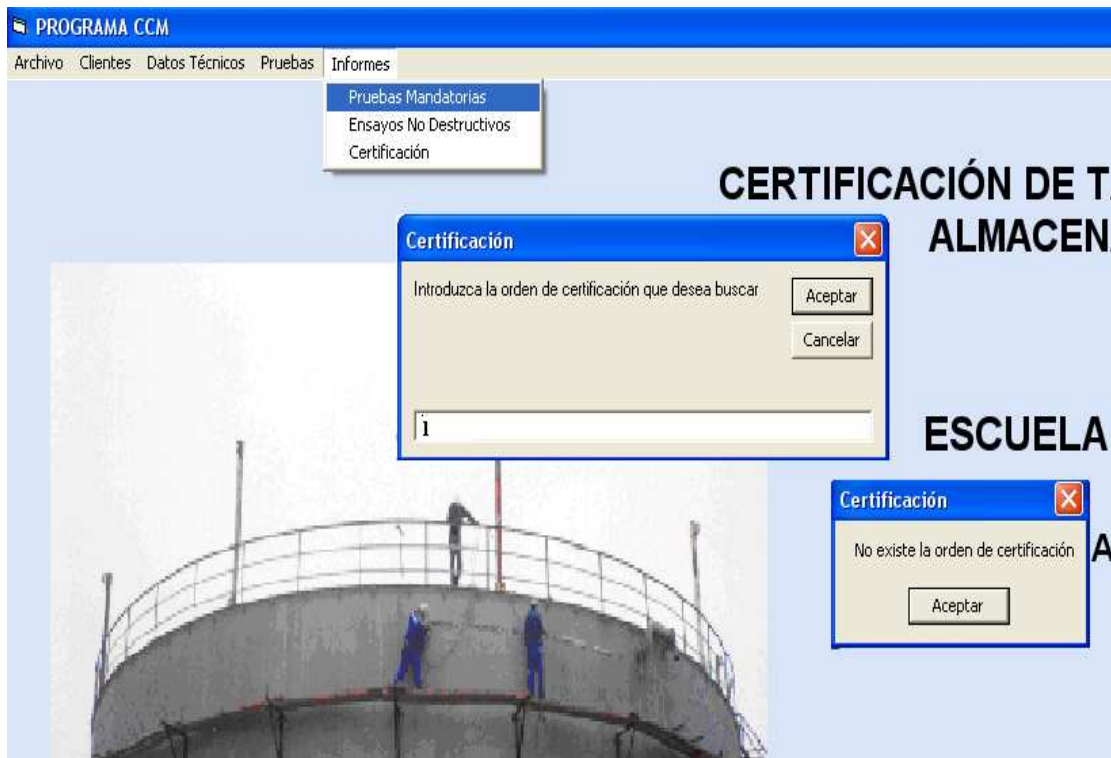


Figura 5. 13 Menú Informes.

- **Pruebas Mandatorias.-** Al dar clic en este submenú aparece un cuadro de dialogo el cual indica que se debe introducir la orden de certificación, si no existe esta orden saldrá un mensaje indicando que no se encontró dicha orden, estos cuadros se muestran en la figura 5.13.

Una vez ingresada la orden se imprime el informe de estas pruebas en el cual se indica si los parámetros son correctos en cuyo caso aparecerá un criterio de aprobado caso contrario rechazado y se indicará una recomendación técnica. Ver un ejemplo de este documento en el ANEXO E.

- **Ensayos No Destructivos.-** De igual forma que en el cuadro de pruebas mandatorias se pide una orden de certificación al ingresar este código unico se imprime el informe correspondiente a E.N.D, verificando

los datos esto es aprobándolos o rechazándolos en cuyo caso se emitirá las recomendaciones técnicas. Ver un ejemplo de este documento en el ANEXO E.

- **Certificación.-** Al igual que los dos cuadros anteriores al dar clic en este submenú se pide ingresar la orden de certificación. El informe que se genera es el final, ya que indica un estado en que se encuentra el tanque en base a las pruebas realizadas aprobándolas o rechazándolas con las respectivas recomendaciones técnicas.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.12 CONCLUSIONES

- El Ecuador al igual que otros países en el mundo gira su economía y progreso en base a la explotación del petróleo. Este es un recurso natural que no es renovable y algún día se acabará. La misión que se nos ha encomendado nuestro país, está enfocado al desarrollo de nuevos productos y desarrollo de procedimientos con tecnología actual, que permitan aprovechar todos nuestros recursos y elevar nuestro nivel de calidad ante el mundo.
- Las normas o estándares son una base fundamental en la elaboración de cualquier producto y en este caso de un procedimiento. El presente estudio se basó en la norma API STANDARD 650, Welded Steel Tanks for oil Storage, que cubre el material, diseño, fabricación, montaje y pruebas para regular la construcción de tanques de varios tamaños y capacidades, no refrigerados, de forma cilíndrica vertical, soldados para operar a presiones atmosféricas y la norma API STANDARD 653, Tank Inspection, Alteration, Repair, and Reconstruction, cubre los materiales, consideraciones y procedimientos de inspección para la reparación, alteración, y reconstrucción de tanques atmosféricos.
- Los tanques nuevos a ser certificados deben presentar las pruebas relacionadas con su construcción como son los ensayos no destructivos (E.N.D) realizados en el las soldaduras, memoria de cálculo, pruebas de desplazamiento de techo flotante. Pruebas que serán tomadas en cuenta para la certificación. Los tanques que se encuentren en operación deberán

presentar una bitácora del tiempo de funcionamiento así como también los documentos antes expuestos para los recipientes nuevos.

- La máxima autoridad a nivel nacional en la industria petrolera es la D.N.H (Dirección Nacional de Hidrocarburos), encargada de certificar la operación de todos los tanques en el país, para ello tiene la ayuda de varias empresas denominadas “Inspectoras” que se encargan de realizar las diferentes pruebas antes expuestas, así como la calibración que luego es certificada por la D.N.H. comprobada con un software específico para esta prueba. El presente estudio colaboró con la D.N.H. elaborando este programa que permite analizar los informes entregados por las empresas inspectoras para realizar una certificación segura y eficaz.
- El procedimiento de toma de datos estará basado en la experiencia del personal de inspección junto con lo establecido a la norma API 650, con la cual se elaboran los procedimientos de prueba e inspección adecuadas, necesarias e importantes. Durante todo el trabajo a desplegarse en las distintas estaciones, se debe cumplir con normas de seguridad, para lo cual todo el personal de las distintas áreas se han de proveer de la indumentaria apropiada y de las herramientas que garanticen el desarrollo del proyecto. La norma citada sirve para la evaluación de los tanques y la elaboración del presente informe.
- Las pruebas mandatorias son fundamentales para tener un diagnóstico de lo que ocurre estructuralmente en el recipiente, ya que mediante estas se logra determinar si el tanque puede seguir operando en el caso de tener un ciclo de vida o en un nuevo para indicar si puede operar dentro del país.
- La inspección visual es el ensayo no destructivo básico y el más económico que existe, permite determinar las discontinuidades superficiales que sean evidentes a simple vista, las cuales pueden estar presentes tanto en la soldadura como en las chapas u otros elementos del sistema tanque y accesorios, también se puede examinar el estado del sistema de protección catódica así como analizar la corrosión externa e interna del tanque.

- La prueba hidrostática fundamentalmente determina el estado de deformaciones y distorsiones en todo el cuerpo de la estructura. Para esto es necesario llenar el tanque con agua hasta el nivel máximo de diseño. Se examinan posibles fugas, como también se realizan mediciones con instrumentos para determinar elongaciones y asentamientos, es importante por tanto tomar mediciones tanto en vacío como después de haber llenado el tanque con agua.
- Si bien la norma API 650 determina que el espesor mínimo para las paredes de un tanque es de 3/16 in. (5mm) y mientras que la norma API 653 establece que este no puede ser menor a 0.1 in. (2.5mm) es necesario también evaluar correctamente las mediciones realizadas durante la prueba de presión hidrostática y calcular las deformaciones elásticas en los anillos del tanque; estas deformaciones deben estar dentro de la zona elástica del comportamiento del material, lo cual determinará la condición de seguridad de la estructura.
- La medición de espesores es una prueba importante para determinar cuán corrosivo es el ambiente y el líquido almacenado; comprobando el espesor medido con el espesor original en el caso de ser un tanque nuevo o con el medido en la última inspección en un tanque en operación. Esta medición se realizara en las planchas del fondo, cuerpo o techo de la estructura tanque, la misma que permitirá determinar un tiempo estimado de vida útil de estas planchas en base a la velocidad de corrosión.
- Los Ensayos No Destructivos (E.N.D) se emplean para evaluar la profundidad de las discontinuidades que pueden existir en un tanque especialmente en las soldaduras, estas son solicitadas a más de las pruebas mandatorias, por las empresas que manejan estándares de calidad a nivel internacional en sus estaciones petroleras.
- La finalidad de los informes es presentar un criterio sobre el análisis que realizará el programa "Certificador CMC" en base a los datos que se

obtienen por parte de las inspectoras con los parámetros dados en las normas citadas en este proyecto, las cuales tienen rangos de aceptación o rechazo de los mismos, teniendo como resultado un análisis concreto de los que sucede con la estructura tanque y de esta manera poder emitir una conclusión final que viene a ser la certificación en la cual se determinará que el tanque es o no operativo en el caso de no poder entrar a operar se dará las recomendaciones técnicas para indicar si es factible reparar o cambiar un determinado elemento del tanque.

- El software de la presente tesis, permite llegar a determinar la certificación operacional para un tanque atmosférico nuevo o en operación, tomando en consideración los diferentes parámetros estipulados en las normas A.P.I. El programa toma los datos obtenidos en las diferentes pruebas realizadas y analizará la aceptación de cada una así como también la aprobación general para que el tanque pueda operar dentro del país. Con el análisis de resultados se concluye que es un programa garantizado, seguro, óptimo, confiable, y competente, demostrando que la tecnología permite una solución rápida a los problemas cotidianos que se presentan en la industria nacional.

5.13 RECOMENDACIONES

- El principal problema que se encuentra en los tanques de atmosféricos de almacenamiento y en especial manera en los que se almacena cualquier tipo de hidrocarburo es la corrosión que debilita las paredes del recipiente, está se da debido a las condiciones del líquido y la humedad del clima en donde operan os mismos. Por esta razón se recomienda prestar una especial atención al sistema de protección catódica del tanque y teniendo en cuenta que la protección comienza antes de la construcción aplicándose pintura anticorrosiva a las planchas y teniendo un correcto almacenamiento de los demás materiales como el estructural, tornillos, herrajes, etc. para su protección y control.

- La exactitud de las medidas tomadas en un tanque en las diferentes pruebas realizadas están estrictamente relacionadas con la calibración de los instrumentos utilizados para las mismas. Se recomienda que cada instrumento cuente con el respectivo certificado de calibración vigente de acuerdo a las normas nacionales como la INEN y a las internacionales dependiendo del instrumento.
- La velocidad de corrosión es única para cada tanque analizado, por tal motivo se recomienda la revisión periódica estipulada en cada informe, para evitar que las partes constitutivas del tanque se encuentren fuera de los rangos establecidos de acuerdo a la norma API 650 y API 653.
- El software “Certificador CMC” es de fácil manejo y se recomienda que el personal que lo utilice el debe tener un nivel de instrucción superior y tenga conocimientos de las diferentes normas expuestas en el presente estudio.
- Se recomienda realizar más proyectos en los que intervengan la aplicación y estudio de Normas tanto nacionales como extranjeras en la Facultad de Ingeniería Mecánica con el fin de concienciar a los estudiantes y al Ecuador que existen procedimientos para la realización de nuestras actividades diarias y que la implementación de una norma o procedimiento para la ejecución de cualquier actividad o realización de un producto, siempre estará acompañada de un mejor rendimiento del personal, de nuestra empresa y sobre todo de nuestro país.

BIBLIOGRAFÍA

- **API STANDARD 650. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE**. TENTH EDITION, NOVEMBER 1998. ADDENDUM 1, MARCH 2000. API Publishing Services, 1220 L Street, N.W. Washington D.C. 2005.
- **API STANDARD 653. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. TANK INSPECTION, REPAIR, ALTERATION AND RECONSTRUCTION**. SECOND EDITION, DECEMBER 1995. ADDENDUM 4, DECEMBER 1999. API Publishing Services, 1220 L Street, N.W. Washington D.C. 2005.
- **API STANDARD 651. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. CATHODIC PROTECTION OF ABOVEGROUND PETROLEUM STORAGE TANKS.** SECOND EDITION, NOVEMBER 1997. API Publishing Services, 1220 L Street, N.W. Washington D.C. 2005.
- **ASME BOILER & PRESSURE VESSEL CODE. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. ROUNDED INDICATIONS CHARTS ACCEPTANCE STANDARD FOR RADIOGRAPHICALLY DETERMINED ROUNDED INDICATIONS IN WELL**.SECCION VIII DIVISION 2, 2001 EDITION, JULIO 2001.
- **ASME BOILER & PRESSURE VESSEL CODE. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. QUALIFICATION STANDARD FOR WELDING AND BRAZING PROCEDURES, WELDERS, BRAZERS, AND WELDING AND BRAZING OPERATORS**.SECCION IX, 2001 EDITION, JULIO 2001.
- **BATALLAS E./ BARRERA R. Estandarización de la Estructura para Tanques de Almacenamiento de Techo Cónico**. Tesis. Ingeniería Mecánica E.P.N. Quito, Diciembre de 1994.
- **CASCO C./ SANCHEZ J. Procedimiento de Desmontaje, Transporte, y Montaje de Tanques de Almacenamiento de Techo Flotante en Servicio. Determinación de los Parámetros Fundamentales para su Posible Traslado**. Tesis. Ingeniería Mecánica E.P.N. Quito, Octubre de 1997.

- **TAPIA LEONARDO.** Elaboración de Procedimientos de Inspección Técnica para Tanques de Almacenamiento y Líneas de Flujo de la Industria Petrolera. Tesis. Ingeniería Mecánica E.P.N. Quito, Agosto de 1994.
- **ESCUELA POLITECNICA NACIONAL. FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA.** PRIMER SEMINARIO NACIONAL DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO. NOVIEMBRE DE 1991. Quito-Ecuador.
- **P.A. STIOPIN.** Resistencia de Materiales. CUARTA EDICION, EDITORIAL MOSCU. URSS 1985.
- **CASTAÑEDA JUAN.** Visual Basic 6.0 Como Debe Ser. TERCERA EDICION, EDITORIAL MEGABYTE, Febrero 2006.
- <http://www.petrocheck.com>
- <http://www.petrogeen.com>

ANEXO A

CLASIFICACION DE LOS TANQUES EN EL ECUADOR

**DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS
COORDINACION DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
LISTADO DE TANQUES**

20/07/2006, 11:20:18

Tipo Techo: <Todo>		Numero de Anillos: <Todo>		Tan Petroecua: <Todo>	
	No. Tanques	Capacidad Nominal (BLS)	Capacidad Operativa (BLS)	Diámetro (m)	
AEC ECUADOR LTD.	28	232.800	124.590	0	
AGUA	1	15.000	0	0	
MPF (Fanny- AEC)	1	15.000	0	0	
CRUDO	27	217.800	124.590	0	
Dorine Battery (AEC)	4	40.000	32.860	0	
Lago Agrio (AEC)	2	20.000	18.685	0	
Mariann (Estación)	2	5.500	4.851	0	
Mariann 4A (AEC)	5	25.800	22.551	0	
MPF (Fanny- AEC)	6	75.000	44.928	0	
Shirley (AEC)	2	1.000	716	0	
Tarapoa (ESTACIÓN CENTRAL)	6	50.500	0	0	
	TOTAL : 28	TOTAL: 232.800	TOTAL: 124.590		
AGIP OIL ECUADOR B.V.	7	249.999	213.000	0	
CRUDO	7	249.999	213.000	0	
CPF-Bloque 10 (AGIP)	3	72.519	60.000	0	
Est. Baeza - Bloq. 10 + Bloque 21 al SOTE	2	161.152	144.000	0	
Villano	2	16.328	9.000	0	
	TOTAL : 7	TOTAL: 249.999	TOTAL: 213.000		
AGIPECUADOR - AMBATO	3	352.673	0	9.183	
GLP	3	352.673	0	9.183	
Planta Envasadora de GLP (AGIPECUADOR-AMBATO)	3	352.673	0	9.183	
	TOTAL : 3	TOTAL: 352.673	TOTAL: 0		
AGIPECUADOR - IBARRA	4	313.337	0	9.396	
GLP	4	313.337	0	9.396	
Planta Envasadora de GLP (AGIPECUADOR-IBARRA)	4	313.337	0	9.396	
	TOTAL : 4	TOTAL: 313.337	TOTAL: 0		
AGIPECUADOR - PIFO	8	595.688	0	19.026	
GLP	8	595.688	0	19.026	
Planta Envasadora de GLP (AGIPECUADOR-PIFO)	8	595.688	0	19.026	
	TOTAL : 8	TOTAL: 595.688	TOTAL: 0		
BELLWETHER INTERNATIONAL INC.	3	4.500	4.025	66	
CRUDO	3	4.500	4.025	66	
Charapa	3	4.500	4.025	66	
	TOTAL : 3	TOTAL: 4.500	TOTAL: 4.025		
CANADA GRANDE LTD.	43	10.750	7.500	69	
CRUDO	43	10.750	7.500	69	
Pacoa (CANADÁ GRANDE)	43	10.750	7.500	69	
	TOTAL : 43	TOTAL: 10.750	TOTAL: 7.500		
CITY ORIENTE	7	2.795	2.521	0	
CRUDO	7	2.795	2.521	0	
Bloque 27 (TIPISHCA-CITY ORIENTE)	7	2.795	2.521	0	
	TOTAL : 7	TOTAL: 2.795	TOTAL: 2.521		
CNPC INTERNATIONAL (AMAZON) LTD	15	7.285	0	0	
CRUDO	15	7.285	0	0	
Cristal (CNPC)	5	2.411	0	0	
Lumbaqui (CNPC-AMAZON)	6	2.935	0	0	
Rubí (CNPC)	4	1.939	0	0	
	TOTAL : 15	TOTAL: 7.285	TOTAL: 0		
CONGAS - QUEVEDO	2	200.000	177.337	5.951	
GLP	2	200.000	177.337	5.951	
Planta Envasadora de GLP (CONGAS-QUEVEDO)	2	200.000	177.337	5.951	
	TOTAL : 2	TOTAL: 200.000	TOTAL: 177.337		

**DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS
COORDINACION DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
LISTADO DE TANQUES**
20/07/2006, 11:20:18

Tipo Techo: <Todo>	Numero de Anillos: <Todo>	Tan Petroecua: <Todo>	No. Tanques	Capacidad Nominal (BLS)	Capacidad Operativa (BLS)	Diametro (m)
CONGAS - SALCEDO			3	70.200	227.933	196
GLP			3	70.200	227.933	196
Planta Envasadora de GLP (CONGAS-SALCEDO)			3	70.200	227.933	196
			TOTAL : 3	TOTAL: 70.200	TOTAL: 227.933	
CONSORCIO ESPOL - PACIFPETROL			52	118.135	96.940	95
CRUDO			52	118.135	96.940	95
Carolina			1	100	0	3
Casa Bomba			6	107.890	96.000	0
Cautivo			2	200	0	6
Certeza			8	100	675	0
Independiente			4	0	265	0
San Raymundo			1	70	0	2
Santa Paula			22	8.655	0	84
Tigre			8	1.120	0	0
			TOTAL : 52	TOTAL: 118.135	TOTAL: 96.940	
ECUADOR TLC S.A.			13	20.500	19.830	201
AGUA			3	4.000	3.860	25
Chontayacu (ECUADOR TLC - PETROBRAS)			2	1.000	960	25
Palo Azul 1 (ECUADOR TLC - PETROBRAS)			1	3.000	2.900	0
CRUDO			9	13.500	13.020	152
Palo Azul 1 (ECUADOR TLC - PETROBRAS)			2	10.000	9.600	78
Pata (ECUADOR TLC - PETROBRAS)			7	3.500	3.420	74
DIESEL			1	3.000	2.950	25
Palo Azul 1 (ECUADOR TLC - PETROBRAS)			1	3.000	2.950	25
			TOTAL : 13	TOTAL: 20.500	TOTAL: 19.830	
ENCANECUADOR S.A.			9	100.789	93.150	388
AGUA			1	10.120	9.360	43
CDP			1	10.120	9.360	43
CRUDO			8	90.669	83.790	345
CDP			4	50.369	46.521	177
Est. Pindo Almacenamiento para Campo Pindo			3	30.300	27.932	126
Nantu			1	10.000	9.337	42
			TOTAL : 9	TOTAL: 100.789	TOTAL: 93.150	
ESAIN - ISIDRO AYORA			3	342.737	0	8.922
GLP			3	342.737	0	8.922
Planta Envasadora de GLP (ESAIN-ISIDRO AYORA-GQUI)			3	342.737	0	8.922
			TOTAL : 3	TOTAL: 342.737	TOTAL: 0	
ESPOL			89	16.667	0	0
CRUDO			85	16.167	0	0
Achalán			3	310	0	0
Ancón			17	3.815	0	0
Carmela			13	1.608	0	0
Las Conchas			2	170	0	0
Manantial			1	50	0	0
Otto Carbo			1	140	0	0
Petropolis			24	7.287	0	0
San Reinaldo			1	70	0	0
Tigre			21	2.677	0	0
Valparaiso			2	40	0	0
GASOLINA EN PROCESO			4	500	0	0
Ancón			4	500	0	0
			TOTAL : 89	TOTAL: 16.667	TOTAL: 0	

**DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS
COORDINACION DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
LISTADO DE TANQUES**

20/07/2006, 11:20:18

Tipo Techo: <Todo>	Numero de Anillos: <Todo>	Tan Petroecua: <Todo>	No. Tanques	Capacidad Nominal (BLS)	Capacidad Operativa (BLS)	Díametro (m)
LOJAGAS			2	110	93.500	6
GLP			2	110	93.500	6
Planta Embasadora de GLP (LOJAGAS)			2	110	93.500	6
			TOTAL : 2	TOTAL: 110	TOTAL: 93.500	
MENDOGAS			3	292.698	263.428	8.903
GLP			3	292.698	263.428	8.903
Planta Envasadora de GLP (MENDOGAS)			3	292.698	263.428	8.903
			TOTAL : 3	TOTAL: 292.698	TOTAL: 263.428	
OCCIDENTAL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY			14	206.968	101.732	226
AGUA			6	66.278	20.050	91
CPF-Bloque 15 (OXY)			4	44.000	0	61
EPF (Edén - Yuturi)			2	22.278	20.050	31
CRUDO			8	140.690	81.682	135
CPF-Bloque 15 (OXY)			3	83.000	63.435	71
EPF (Edén - Yuturi)			2	22.000	18.247	18
Limincocha Central			3	35.690	0	46
			TOTAL : 14	TOTAL: 206.968	TOTAL: 101.732	
O.C.P.			13	5.518.093	4.930.279	703
CRUDO			10	5.488.093	4.930.279	703
Est. de Bombeo Amazonas (OCP)			4	1.293.007	1.163.703	242
Est. de Bombeo Cayagama (OCP)			1	10.000	0	0
Est. de Bombeo Terminal Marítimo de OCP			5	4.185.086	3.766.576	461
GASOLINA NATURAL			3	30.000	0	0
Est. de Bombeo Amazonas (OCP)			1	10.000	0	0
Est. de Bombeo Paramo (OCP)			1	10.000	0	0
Est. de bombeo Sardinas (OCP)			1	10.000	0	0
			TOTAL : 13	TOTAL: 5.518.093	TOTAL: 4.930.279	
OLEODUCTO - PETROECUADOR			31	5.273.491	4.911.500	1.130
CRUDO			23	3.330.500	3.020.500	759
Centro Almacenamiento - Lago Agrio - SOTE			13	1.982.500	1.772.500	512
Est. Bombeo Baeza			1	10.000	0	0
Est. Bombeo El Salado			1	10.000	0	0
Est. Bombeo Lago Agrio - Est. No. 1			1	10.000	0	0
Est. Bombeo Lumbaqui			1	10.000	0	0
Est. Bombeo Papallacta			1	10.000	0	0
Est. Bombeo Quininde			1	10.000	0	0
Terminal Petrolero de Balao - Tanques - SOTE			4	1.288.000	1.248.000	247
CRUDO ORIENTE			8	1.942.991	1.891.000	370
Terminal Petrolero de Balao - Tanques - SOTE			8	1.942.991	1.891.000	370
			TOTAL : 31	TOTAL: 5.273.491	TOTAL: 4.911.500	
PERENCO ECUADOR LTDA.			31	306.438	259.384	0
AGUA			4	6.500	0	0
Jaguar			3	1.500	0	0
Mono			1	5.000	0	0
CRUDO			27	299.938	259.384	0
Bloque 7 - Coca - Payamino			7	102.178	85.710	0
CPF-Bloque 21 (YURALPA)			4	71.000	68.244	0
Est. Baeza - Bloq. 10 + Bloque 21 al SOTE			1	75.000	72.000	0
Gacela			3	32.000	20.370	0
Jaguar			1	5.260	4.850	0
Lobo 01			2	1.000	0	0
Lobo 03			2	1.000	960	0

**DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS
COORDINACION DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
LISTADO DE TANQUES**

20/07/2006, 11:20:19

Tipo Techo: <Todo>	Numero de Anillos: <Todo>	Tan Petroecua: <Todo>	No. Tanques	Capacidad Nominal (BLS)	Capacidad Operativa (BLS)	Diametro (m)
Lobo 04			1	500	480	0
Mono			2	10.000	4.850	0
Oso			4	2.000	1.920	0
			TOTAL : 31	TOTAL: 306.438	TOTAL: 259.384	
PETROBELL INC.			3	52.870	45.556	51
CRUDO			3	52.870	45.556	51
Tiguino			3	52.870	45.556	51
			TOTAL : 3	TOTAL: 52.870	TOTAL: 45.556	
PETROCOMERCIAL			115	3.030.081	2.835.683	2.125
DIASEL PREMIUM			4	96.486	89.075	79
Cabecera Poliducto Esmeraldas			1	28.486	25.853	21
Terminal Beaterio			2	30.578	28.847	29
Terminal Santo Domingo			1	37.422	34.375	29
DIASEL 1			11	111.708	105.032	152
Cabecera Poliducto Esmeraldas			1	17.952	16.200	16
Cabecera Poliducto Libertad			1	10.210	9.282	15
Deposito Chaullabamba			2	7.378	6.663	17
Terminal Barbasquillo			1	2.976	2.852	8
Terminal Beaterio			1	6.965	6.849	11
Terminal Pascuales			4	64.661	61.700	60
Terminal Tres Bocas			1	1.566	1.486	24
DIASEL 2			34	997.684	944.664	646
Cabecera Poliducto Esmeraldas			2	116.210	105.494	61
Cabecera Poliducto Libertad			2	48.124	44.376	43
Cabecera Poliducto Shushufindi			1	20.000	16.000	21
Deposito Baltra			3	8.497	8.066	12
Deposito Chaullabamba			2	59.926	55.165	44
Deposito La Toma			2	2.474	2.227	14
Deposito Riobamba			2	3.872	3.846	15
Terminal Ambato			4	62.667	60.785	65
Terminal Barbasquillo			3	51.166	50.146	49
Terminal Beaterio			3	166.691	162.253	80
Terminal Pascuales			5	344.936	332.500	149
Terminal Santo Domingo			4	112.527	103.240	79
Terminal Tres Bocas			1	594	566	15
FUEL OIL LIVIANO (FUEL OIL 4)			2	70.111	63.318	55
Terminal Fuel Oil			2	70.111	63.318	55
GASOLINA EN PROCESO			1	39.000	39.000	10
Terminal Beaterio			1	39.000	39.000	10
GASOLINA EXTRA (80 OCTANOS)			28	842.383	786.668	558
Cabecera Poliducto Esmeraldas			2	138.240	115.513	61
Cabecera Poliducto Libertad			1	26.483	24.412	23
Deposito Baltra			1	1.564	1.471	8
Deposito Chaullabamba			2	32.151	26.794	33
Deposito La Toma			2	6.092	5.483	12
Deposito Riobamba			2	4.796	4.779	15
Terminal Ambato			3	63.648	61.790	57
Terminal Barbasquillo			4	85.851	83.381	72
Terminal Beaterio			3	168.250	164.836	82
Terminal Pascuales			5	211.019	203.074	123
Terminal Santo Domingo			3	104.289	95.135	74
GASOLINA SUPER (89 OCTANOS)			12	349.820	315.843	222

**DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS
COORDINACION DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
LISTADO DE TANQUES**

20/07/2006, 11:20:19

Tipo Techo: <Todo>	Numero de Anillos: <Todo>	Tan Petroecua: <Todo>	No. Tanques	Capacidad Nominal (BLS)	Capacidad Operativa (BLS)	Diametro (m)
Cabecera Poliducto Esmeraldas			2	116.367	92.487	61
Deposito Chaullabamba			2	10.932	8.314	22
Terminal Ambato			1	11.564	10.921	15
Terminal Barbasquillo			1	0	0	0
Terminal Beaterio			2	88.362	86.371	52
Terminal Pascuales			3	105.264	101.798	51
Terminal Santo Domingo			1	17.331	15.952	20
JET A-1			4	142.780	132.642	90
Cabecera Poliducto Esmeraldas			1	57.003	51.617	28
Terminal Beaterio			1	27.705	25.956	21
Terminal Pascuales			2	58.072	55.069	40
JET FUEL			9	255.567	239.445	182
Cabecera Poliducto Esmeraldas			1	57.003	51.617	28
Cabecera Poliducto Libertad			1	32.220	30.366	24
Terminal Beaterio			3	50.217	47.321	49
Terminal Pascuales			4	116.127	110.141	81
NAFTA			1	40.000	39.000	30
Terminal Beaterio			1	40.000	39.000	30
NAFTA BASE			3	68.437	65.605	58
Cabecera Poliducto Libertad			1	21.150	19.495	20
Terminal Beaterio			1	29.394	28.916	22
Terminal Pascuales			1	17.893	17.194	16
SLOP			4	15.927	15.226	36
Cabecera Poliducto Libertad			1	597	597	5
Terminal Barbasquillo			1	7.032	6.845	11
Terminal Pascuales			2	8.298	7.784	19
SOLVENTE N.2 (RUBBER SOLVENT)			1	89	83	2
Terminal Fuel Oil			1	89	83	2
TREMENTINA MINERAL (MINERAL TURPENTINE)			1	89	83	2
Terminal Fuel Oil			1	89	83	2
			TOTAL : 115	TOTAL: 3.030.081	TOTAL: 2.835.683	
PETROINDUSTRIAL			259	11.728.110	6.217.939	3.904
ABSORVER OIL			1	640	629	3
Refineria La Libertad			1	640	629	3
ASFALTOS			7	49.700	38.765	85
Refineria Esmeraldas			7	49.700	38.765	85
CRUDO			22	1.977.100	1.239.855	574
Planta de Gas del CIS			4	24.472	0	0
Refineria Cautivo			3	194.828	182.000	100
Refineria Esmeraldas			4	968.878	729.573	232
Refineria La Libertad			11	788.922	328.282	243
CRUDO PARA REFINERIA			4	153.854	127.570	93
Refineria Amazonas			4	153.854	127.570	93
DIESEL			7	571.218	77.784	66
Planta de Gas del CIS			3	10.203	0	0
Refineria La Libertad			4	561.015	77.784	66
DIESEL PREMIUM			3	255.484	229.705	91
Refineria Esmeraldas			2	253.681	227.958	82
Refineria La Libertad			1	1.803	1.747	9
DIESEL SEMIELABORADO			1	235.686	187.650	57
Refineria Esmeraldas			1	235.686	187.650	57

**DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS
COORDINACION DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
LISTADO DE TANQUES**

20/07/2006, 11:20:19

Tipo Techo: <Todo>	Numero de Anillos: <Todo>	Tan Petroecua: <Todo>	No. Tanques	Capacidad Nominal (BLS)	Capacidad Operativa (BLS)	Diametro (m)
DIESEL 1			22	403.450	151.057	124
Planta de Gas del CIS			1	694	0	0
Refinería Amazonas			1	4.431	3.686	8
Refinería Cautivo			2	2.085	1.939	13
Refinería Esmeraldas			2	162.600	130.102	67
Refinería La Libertad			16	233.640	15.330	35
DIESEL 2			33	2.339.239	310.575	333
Cabecera Poliducto Shushufindi			1	20	16	21
Refinería Amazonas			3	64.430	52.869	52
Refinería Cautivo			14	38.932	35.052	131
Refinería Esmeraldas			1	182.000	146.599	50
Refinería La Libertad			14	2.053.857	76.039	79
DILUYENTE			1	182.000	146.417	50
Refinería Esmeraldas			1	182.000	146.417	50
FUEL OIL BASE (RESIDUO)			3	626.000	495.038	157
Refinería Esmeraldas			3	626.000	495.038	157
FUEL OIL DE EXPORTACION			8	129.692	71.858	35
Refinería Esmeraldas			1	88.800	71.858	35
Refinería La Libertad			7	40.892	0	0
FUEL OIL LIVIANO (FUEL OIL 4)			22	953.465	788.619	502
Refinería Cautivo			9	50.855	46.711	138
Refinería Esmeraldas			6	611.858	490.827	162
Refinería La Libertad			7	290.752	251.081	201
FUEL OIL PESADO			1	0	0	0
Refinería Esmeraldas			1	0	0	0
GAS			1	3.302	3.069	10
Refinería Esmeraldas			1	3.302	3.069	10
GASOLEOS			2	435.000	357.739	110
Refinería Esmeraldas			2	435.000	357.739	110
GASOLINA EXTRA (80 OCTANOS)			12	703.883	508.283	261
Planta de Gas del CIS			1	2.737	0	0
Refinería Amazonas			1	16.959	14.149	17
Refinería Esmeraldas			4	514.812	405.450	157
Refinería La Libertad			6	169.375	88.684	87
GASOLINA NATURAL			4	4.763	18	0
Cabecera Poliducto Shushufindi			1	22	18	0
Planta de Gas del CIS			2	2.911	0	0
Refinería La Libertad			1	1.830	0	0
GASOLINA SUPER (89 OCTANOS)			2	177.600	139.036	70
Refinería Esmeraldas			2	177.600	139.036	70
GASOLINAS			9	456.799	57.642	125
Refinería La Libertad			9	456.799	57.642	125
GLP			18	65.604	53.365	153
Planta de Gas del CIS			4	5.400	0	0
Refinería Esmeraldas			14	60.204	53.365	153
JET FUEL			14	308.458	92.703	119
Planta de Gas del CIS			2	1.148	0	0
Refinería Amazonas			2	7.290	6.250	21
Refinería Esmeraldas			1	81.298	64.830	34
Refinería La Libertad			9	218.722	21.623	65
JET FUEL SEMIELABORADO			1	210.462	0	0

**DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS
COORDINACION DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
LISTADO DE TANQUES**

20/07/2006, 11:20:19

Tipo Techo: <Todo>	Numero de Anillos: <Todo>	Tan Petroecua: <Todo>	No. Tanques	Capacidad Nominal (BLS)	Capacidad Operativa (BLS)	Diametro (m)
Refinería La Libertad			1	210.462	0	0
NAFTA			1	242.400	182.533	58
Refinería Esmeraldas			1	242.400	182.533	58
NAFTA BASE			10	92.573	77.540	107
Planta de Gas del CIS			2	5.474	0	0
Refinería Amazonas			2	34.182	28.295	35
Refinería Cautivo			6	52.917	49.245	72
NAFTA HIDROTRATADA			2	28.200	23.571	29
Refinería Esmeraldas			2	28.200	23.571	29
NAFTA LIVIANA			4	290.808	226.060	30
Refinería Esmeraldas			4	290.808	226.060	30
NAFTA PESADA			3	163.157	128.547	79
Refinería Esmeraldas			3	163.157	128.547	79
NAFTA REFORMADA			4	148.200	103.317	90
Refinería Esmeraldas			4	148.200	103.317	90
NAFTA TRATADA			2	85.800	67.589	49
Refinería Esmeraldas			2	85.800	67.589	49
RESIDUO			6	95.058	67.978	64
Planta de Gas del CIS			3	12.948	0	0
Refinería Amazonas			3	82.110	67.978	64
RESIDUO DE VACÍO			2	14.200	11.018	24
Refinería Esmeraldas			2	14.200	11.018	24
SLOP			14	281.238	215.663	152
Planta de Gas del CIS			1	358	0	0
Refinería Amazonas			2	4.504	3.804	16
Refinería Cautivo			3	2.156	1.838	13
Refinería Esmeraldas			3	264.600	200.944	88
Refinería La Libertad			5	9.620	9.077	34
SOLVENTE N.2 (RUBBER SOLVENT)			3	8.770	8.479	42
Refinería La Libertad			3	8.770	8.479	42
SOLVENTE 1			3	5.576	2.951	89
Refinería Cautivo			1	533	450	5
Refinería La Libertad			2	5.043	2.501	84
SPRAY OIL			3	25.303	22.672	40
Refinería La Libertad			3	25.303	22.672	40
TREMENTINA MINERAL (MINERAL TURPENTINE)			3	3.231	2.644	25
Refinería Cautivo			1	1.043	880	7
Refinería La Libertad			2	2.188	1.764	18
TURBO BASE JP1			1	197	0	6
Refinería La Libertad			1	197	0	6
			TOTAL : 259	TOTAL: 11.728.110	TOTAL: 6.217.939	
PETROLEOS SUDAMERICANOS			8	71.780	68.430	140
CRUDO			8	71.780	68.430	140
Est. Pindo Almacenamiento para Campo Pindo			2	45.280	42.800	140
Palanda			3	21.500	20.950	0
Yuca Sur			3	5.000	4.680	0
			TOTAL : 8	TOTAL: 71.780	TOTAL: 68.430	
PETROPRODUCCION			96	2.402.985	2.092.081	5.355
CRUDO			83	2.390.737	2.079.833	5.286
Aguarico			2	28.540	26.550	130
Anaconda			3	2.152	480	0
Atacapi			2	15.630	14.490	85

**DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS
COORDINACION DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
LISTADO DE TANQUES**

20/07/2006, 11:20:19

Tipo Techo: <Todo>	Numero de Anillos: <Todo>	Tan Petroecua: <Todo>	No. Tanques	Capacidad Nominal (BLS)	Capacidad Operativa (BLS)	Diametro (m)
Auca Central	3	168.750	3	168.750	152.600	292
Auca Sur	3	68.280	3	68.280	65.560	160
Cononaco	2	74.680	2	74.680	71.900	160
Culebra	2	2.000	2	2.000	1.806	0
Est. Cuyabeno	4	124.390	4	124.390	112.030	310
Est. Guanta	2	10.000	2	10.000	9.200	78
Frontera	2	25.180	2	25.180	23.000	100
Lago Central	2	29.790	2	29.790	28.790	65
Lago Norte	2	36.770	2	36.770	35.780	130
Parahuacu	2	17.230	2	17.230	14.640	95
Pichincha	2	73.030	2	73.030	67.230	170
Pucuna	3	48.850	3	48.850	44.590	170
Refineria Lago Agrio	2	3.085	2	3.085	3.085	13
Sacha Central	4	364.460	4	364.460	318.134	516
Sacha Norte 1	5	191.440	5	191.440	181.348	290
Sacha Norte 2	2	27.690	2	27.690	23.590	110
Sacha Sur	2	44.680	2	44.680	36.000	130
Sansahuari	2	30.720	2	30.720	28.690	110
Secoya	2	56.910	2	56.910	54.180	150
Shuara	2	30.720	2	30.720	29.190	110
Shushufindi Central	4	296.300	4	296.300	178.190	452
Shushufindi Norte	2	48.090	2	48.090	46.700	130
Shushufindi Soeste	2	19.060	2	19.060	17.460	100
Shushufindi Sur	2	53.330	2	53.330	49.480	150
Shushuqui	2	56.910	2	56.910	54.180	150
Sucumbios	3	253.800	3	253.800	219.000	360
Tapi	2	10.740	2	10.740	10.370	80
Tetete	3	62.950	3	62.950	59.830	190
V.H.R.	2	56.910	2	56.910	53.280	150
Yuca	2	46.170	2	46.170	43.480	150
Yulebra	2	11.500	2	11.500	5.000	0
CRUDO REDUCIDO	2	2.033	2	2.033	2.033	13
Refineria Lago Agrio	2	2.033	2	2.033	2.033	13
DIESEL	3	3.163	3	3.163	3.163	7
Refineria Lago Agrio	3	3.163	3	3.163	3.163	7
GASOLINAS	3	3.098	3	3.098	3.098	19
Refineria Lago Agrio	3	3.098	3	3.098	3.098	19
JET FUEL	4	3.450	4	3.450	3.450	26
Refineria Lago Agrio	4	3.450	4	3.450	3.450	26
SLOP	1	504	1	504	504	5
Refineria Lago Agrio	1	504	1	504	504	5
	TOTAL : 96	TOTAL : 2.402.985			TOTAL : 2.092.081	
REPSOL-YPF	17	326.600			123.940	0
AGUA	4	100.000			0	0
NPF Centro de Almacenamiento de Bloque 16	2	50.000			0	0
SPF (REPSOL-YPF)	2	50.000			0	0
CRUDO	6	130.000			76.400	0
NPF Centro de Almacenamiento de Bloque 16	2	30.000			28.400	0
Shushufindi (REPSOL-YPF)	2	50.000			0	0
SPF (REPSOL-YPF)	2	50.000			48.000	0
DIESEL	5	46.600			0	0

**DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS
COORDINACION DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
LISTADO DE TANQUES**

20/07/2006, 11:20:20

Tipo Techo: <Todo>		Numero de Anillos: <Todo>		Tan Petroecua: <Todo>	
	No. Tanques	Capacidad Nominal (BLS)	Capacidad Operativa (BLS)	Diámetro (m)	
NPF Centro de Almacenamiento de Bloque 16	2	15.800	0	0	
Shushufindi (REPSOL-YPF)	1	15.000	0	0	
SPF (REPSOL-YPF)	2	15.800	0	0	
DILUYENTE	2	50.000	47.540	0	
SSFD Central - Diluy. Entreg. PPRD a Operad. Bloq. 16	2	50.000	47.540	0	
	TOTAL : 17	TOTAL: 326.600	TOTAL: 123.940		
SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA S.A.	7	39.770	35.746	150	
CRUDO	7	39.770	35.746	150	
Huachito (SIPEC)	1	500	450	0	
MDC (SIPEC)	3	1.500	1.440	0	
Paraiso (SIPEC)	3	37.770	33.856	150	
	TOTAL : 7	TOTAL: 39.770	TOTAL: 35.746		
TECPECUADOR S.A.	7	149.192	138.193	133	
CRUDO	7	149.192	138.193	133	
Bermejo Norte	2	10.000	9.194	24	
Bermejo Sur	3	58.990	52.667	54	
Lumbaqui (TECPECUADOR)	2	80.202	76.331	55	
	TOTAL : 7	TOTAL: 149.192	TOTAL: 138.193		
	Suma: 895	Suma: 32.038.041	Suma: 23.084.217		

ANEXO B

REFERENCIA DE NORMAS.

- API 650, Sección 3 – espesores de diseño, Sección 5 – redondez y verticalidad, Apéndice K – ejemplo método variable.
- API 653, Sección 2 – espesores, Sección 4 – inspección, Sección 8 – verticalidad y redondez.
- API MPMS 2.2 D - Manual de Calibración de Tanques.

In US Customary units:

$$\frac{390t_b}{(HG)^{0.5}}$$

where

t_b = thickness of the annular plate (see 3.5.3), (in.),

H = maximum design liquid level (see 3.6.3.2), (ft),

G = design specific gravity of the liquid to be stored.

3.5.3 The thickness of the annular bottom plates shall not be less than the thicknesses listed in Table 3-1 plus any specified corrosion allowance.

3.5.4 The ring of annular plates shall have a circular outside circumference but may have a regular polygonal shape inside the tank shell, with the number of sides equal to the number of annular plates. These pieces shall be welded in accordance with 3.1.5.6 and 3.1.5.7, Item b.

3.5.5 In lieu of annular plates, the entire bottom may be butt-welded provided that the requirements for annular plate thickness, welding, materials, and inspection are met for the annular distance specified in 3.5.2.

3.6 SHELL DESIGN

3.6.1 General

3.6.1.1 The required shell thickness shall be the greater of the design shell thickness, including any corrosion allowance, or the hydrostatic test shell thickness, but the shell thickness shall not be less than the following:

Nominal Tank Diameter (See Note 1)		Nominal Plate Thickness (See Note 2)	
(m)	(ft)	(mm)	(in.)
< 15	< 50	5	3/16
15 to < 36	50 to < 120	6	1/4
36 to 60	120 to 200	8	5/16
> 60	> 200	10	3/8

Notes:

- 1. Unless otherwise specified by the purchaser, the nominal tank diameter shall be the centerline diameter of the bottom shell-course plates.
 - 2. Nominal plate thickness refers to the tank shell as constructed. The thicknesses specified are based on erection requirements.
 - 3. When specified by the purchaser, plate with a minimum nominal thickness of 6 millimeters may be substituted for 1/4-inch plate.
- **3.6.1.2** Unless otherwise agreed to by the purchaser, the shell plates shall have a minimum nominal width of 1800 mm (72 in.). Plates that are to be butt-welded shall be properly squared.

Table 3-1—Annular Bottom-Plate Thicknesses

Nominal Plate Thickness ^a of First Shell Course (mm)	SI Units			
	Hydrostatic Test Stress ^b in First Shell Course (MPa)			
	≤ 190	≤ 210	≤ 230	≤ 250
$t \leq 19$	6	6	7	9
$19 < t \leq 25$	6	7	10	11
$25 < t \leq 32$	6	9	12	14
$32 < t \leq 38$	8	11	14	17
$38 < t \leq 45$	9	13	16	19
Nominal Plate Thickness ^a of First Shell Course (in.)	US Customary			
	Hydrostatic Test Stress ^c in First Shell Course (lbf/in ²)			
	≤ 27,000	≤ 30,000	≤ 33,000	≤ 36,000
$t \leq 0.75$	1/4	1/4	9/32	11/32
$0.75 < t \leq 1.00$	1/4	9/32	3/8	7/16
$1.00 < t \leq 1.25$	1/4	11/32	15/32	9/16
$1.25 < t \leq 1.50$	5/16	7/16	9/16	11/16
$1.50 < t \leq 1.75$	11/32	1/2	5/8	3/4

^aNominal plate thickness refers to the tank shell as constructed.

^bHydrostatic test stresses are calculated from $[4.9D(H - 0.3)]/t$ (see 3.6.3.2).

^cHydrostatic test stresses are calculated from $[2.6 D(H - 1)]/t$ (see 3.6.3.2).

Note: The thicknesses specified in the table, as well as the width specified in 3.5.2, are based on the foundation providing uniform support under the full width of the annular plate. Unless the foundation is properly compacted, particularly at the inside of a concrete ringwall, settlement will produce additional stresses in the annular plate.

- **3.6.1.3** The design shell thickness shall be computed on the basis that the tank is filled to a level H (see 3.6.3.2) with a liquid that has a specific gravity specified by the purchaser.

3.6.1.4 The hydrostatic test shell thickness shall be computed on the basis that the tank is filled to a level H (see 3.6.3.2) with water.

3.6.1.5 The calculated stress for each shell course shall not be greater than the stress permitted for the particular material used for the course. No shell course shall be thinner than the course above it.

- **3.6.1.6** The tank shell shall be checked for stability against buckling from the design wind velocity, as specified by the purchaser, in accordance with 3.9.7. If required for stability, intermediate girders, increased shell-plate thicknesses, or both shall be used. If the design wind velocity is not specified, the maximum allowable wind velocity shall be calculated, and the result shall be reported to the purchaser at the time of the bid.

5.5 DIMENSIONAL TOLERANCES

● 5.5.1 General

The purpose of the tolerances given in 5.5.2 through 5.5.6 is to produce a tank of acceptable appearance and to permit proper functioning of floating roofs. These tolerances may be waived by agreement between the purchaser and the manufacturer.

5.5.2 Plumbness

The maximum out-of-plumbness of the top of the shell relative to the bottom of the shell shall not exceed $1/200$ of the total tank height. The out-of-plumbness in one shell course shall not exceed the permissible variations for flatness and waviness as specified in ASTM A 6M/A 6, ASTM A 20M/A 20, or ASTM A 480M/A 480, whichever is applicable. The $1/200$ criteria shall also apply to fixed roof columns. For tanks with internal floating roofs, apply the criteria of this section or Appendix H, whichever is more stringent.

5.5.3 Roundness

Radii measured at 0.3 m (1 ft) above the bottom corner weld shall not exceed the following tolerances:

Tank Diameter m (ft)	Radius Tolerance mm (in.)
< 12 (40)	± 13 ($1/2$)
From 12 (40) to < 45 (150)	± 19 ($3/4$)
From 45 (150) to < 75 (250)	± 25 (1)
≥ 75 (250)	± 32 ($1 1/4$)

5.5.4 Local Deviations

Local deviations from the theoretical shape (for example, weld discontinuities and flat spots) shall be limited as follows:

- Deviations (peaking) at vertical weld joints shall not exceed 13 mm ($1/2$ in.). Peaking at vertical weld joints shall be determined using a horizontal sweep board 900 mm (36 in.) long. The sweep board shall be made to the nominal radius of the tank.
- Deviations (banding) at horizontal weld joints shall not exceed 13 mm ($1/2$ in.). Banding at horizontal weld joints shall be determined using a straight edge vertical sweep board 900 mm (36 in.) long.

c. Flat spots measured in the vertical plane shall not exceed the appropriate plate flatness and waviness requirements given in 5.5.2.

5.5.5 Foundations

5.5.5.1 To achieve the tolerances specified above, it is essential that a foundation true to the plane be provided for the tank erection. The foundation should have adequate bearing to maintain the trueness of the foundation (see Appendix B).

5.5.5.2 Where foundations true to a horizontal plane are specified, tolerances shall be as follows:

- Where a concrete ringwall is provided under the shell, the top of the ringwall shall be level within ±3 mm ($1/8$ in.) in any 9 m (30 ft) of the circumference and within ±6 mm ($1/4$ in.) in the total circumference measured from the average elevation.
- Where a concrete ringwall is not provided, the foundation under the shell shall be level within ±3 mm ($1/8$ in.) in any 3 m (10 ft) of the circumference and within ±13 mm ($1/2$ in.) in the total circumference measured from the average elevation.
- Where a concrete slab foundation is provided, the first foot of the foundation (or width of the annular ring), measured from the outside of the tank radially towards the center, shall comply with the concrete ringwall requirement. The remainder of the foundation shall be within ±13 mm ($1/2$ in.) of the design shape.

5.5.5.3 Where a sloping foundation is specified, elevation differences about the circumference shall be calculated from the specified high point. Actual elevation differences about the circumference shall be determined from the actual elevation of the specified high point. The actual elevation differences shall not deviate from the calculated differences by more than the following tolerances:

- Where a concrete ringwall is provided, ±3 mm ($1/8$ in.) in any 9 m (30 ft) of circumference and ±6 mm ($1/4$ in.) in the total circumference.
- Where a concrete ringwall is not provided, ±3 mm ($1/8$ in.) in any 3 m (10 ft) of circumference and ±13 mm ($1/2$ in.) in the total circumference.

5.5.6 Measurements

Measurements shall be taken prior to the water test.

STD-API/PETRO STD 650-ENGL 1998 ■ 0732290 0614473 736 ■

APPENDIX K—SAMPLE APPLICATION OF THE VARIABLE- DESIGN-POINT METHOD TO DETERMINE SHELL-PLATE THICKNESS

K.1 Data

Design condition Test condition

Specific gravity of liquid, G :	1.0
Corrosion allowance:	0.0 mm (0.0 in.)
Tank diameter, D :	85.0 m (280 ft)
Total height of tank, H :	19.2 m (64 ft)
Number of courses:	8.0
Allowable stress for design, S_d :	—
Allowable stress for testing, S_t :	208 MPa (30,000 lbf/in. ²)
Height of bottom course, h_1 :	2,400 mm (96 in.)
Nominal tank radius, r :	42,500 mm (1,680 in.)

(See 3.6.4 for definition of nomenclature.)

K.2 Calculations

K.2.1 FIRST COURSE (t_1)

For the test condition, t_1 is equal to t_{1t} but not greater than t_{pt} .

In SI units:

$$t_{pt} = \frac{4.9D(H-0.3)}{S_t} = \frac{(4.9)(85)(19.2-0.3)}{208} = 37.85$$

$$\begin{aligned} t_{1t} &= \left[1.06 - \frac{0.0696D}{H} \sqrt{\frac{H}{S_t}} \right] \left[\frac{(4.9HD)}{S_t} \right] \\ &= \left[1.06 - \frac{0.0696(85)}{19.2} \sqrt{\frac{19.2}{208}} \right] \left[\frac{4.9(19.2)(85)}{208} \right] \\ &= [1.06 - (0.3081)(0.3038)][38.45] \\ &= [1.06 - 0.0936][38.45] \\ &= [0.9664][38.45] \\ &= 37.15 \text{ mm} = t_1 \end{aligned}$$

In US Customary units:

$$\begin{aligned} t_{pt} &= \frac{2.6D(H-1)}{S_t} = \frac{2.6(280)(64-1)}{30,000} = 1.529 \\ t_{1t} &= \left[1.06 - \frac{(0.463D)}{H} \sqrt{\frac{H}{S_t}} \right] \left[\frac{(2.6HD)}{S_t} \right] \\ &= \left[1.06 - \frac{0.463(280)}{64} \sqrt{\frac{64}{30,000}} \right] \left[\frac{2.6(64)(280)}{30,000} \right] \\ &= [1.06 - (2.026)(0.0462)][1.553] \\ &= [1.06 - 0.0936][1.553] \\ &= [0.9664][1.553] \\ &= 1.501 \text{ in.} = t_1 \end{aligned}$$

K-1

K.2.2 SECOND COURSE (t_2)

In SI units:

$$\frac{h_1}{(rt_1)^{0.5}} = \frac{2400}{[(42,500)(37.2)]^{0.5}} = 1.909$$

$$\text{If } \frac{h_1}{(rt_1)^{0.5}} \leq 1.375, t_2 = t_1; \quad \text{if } \frac{h_1}{(rt_1)^{0.5}} \geq 2.625, t_2 = t_{2a}$$

$$\text{If } 1.375 < \frac{h_1}{(rt_1)^{0.5}} < 2.625$$

$$\begin{aligned} t_2 &= t_{2a} + (t_1 - t_{2a}) \left[2.1 - \frac{h_1}{1.25(rt_1)^{0.5}} \right] \\ &= 31.28 + (5.87) \left[2.1 - \frac{2400}{1.25[(42,500)(37.16)]^{0.5}} \right] \\ &= 31.28 + (5.87)[2.1 - 1.528] \\ &= 31.28 + (5.87)[0.572] \\ &= 31.28 + 3.36 \\ &= 34.64 \text{ mm} \end{aligned}$$

In US Customary units:

$$\frac{h_1}{(rt_1)^{0.5}} = \frac{96}{[(1680)(1.501)]^{0.5}} = \frac{96}{50.216} = 1.912$$

$$\text{If } \frac{h_1}{(rt_1)^{0.5}} \leq 1.375, t_2 = t_1; \quad \text{if } \frac{h_1}{(rt_1)^{0.5}} \geq 2.625, t_2 = t_{2a}$$

$$\text{If } 1.375 < \frac{h_1}{(rt_1)^{0.5}} < 2.625$$

$$\begin{aligned} t_2 &= t_{2a} + (t_1 - t_{2a}) \left[2.1 - \frac{h_1}{1.25(rt_1)^{0.5}} \right] \\ &= 1.263 + (0.238) \left[2.1 - \frac{96}{1.25[(1680)(1.501)]^{0.5}} \right] \\ &= 1.263 + (0.238)[2.1 - 1.529] \\ &= 1.263 + (0.238)[0.571] \\ &= 1.263 + 0.136 \\ &= 1.399 \text{ in.} \end{aligned}$$

K.2.3 UPPER COURSES**K.2.3.1 Course 2**Note: $H = 16.8$ m (56 ft).**K.2.3.1.1 First Trial**

In SI units:

$$t_{tx} = \frac{4.9D(H-0.3)}{S_t} = \frac{4.9(85)(16.8-0.3)}{208}$$

$$= 33.04 \text{ mm} = t_u$$

$$t_L = 37.15 \text{ mm}$$

$$K = \frac{t_L}{t_u} = \frac{37.15}{33.04} = 1.124$$

$$K^{0.5} = 1.060$$

$$C = \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.06)(0.124)}{1+1.192} = 0.060$$

$$(rt_u)^{0.5} = [(42,500)(33.04)]^{0.5} = 1185.0$$

$$x_1 = 0.61(rt_u)^{0.5} + 320CH$$

$$= 0.61(1185) + 320(0.060)(16.8) = 1045.4$$

$$x_2 = 1000CH = 1000(0.060)(16.8) = 1008$$

$$x_3 = 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(1185) = 1445.7$$

$$x = \min(x_1, x_2, x_3) = 1008$$

$$x/1000 = 1.008$$

$$t_{tx} = \frac{4.9D(H-x)}{S_t} = \frac{4.9(85)(16.8-1.008)}{208} = 31.62 \text{ mm}$$

In US Customary units:

$$t_{tx} = \frac{2.6D(H-1)}{S_t} = \frac{2.6(280)(55)}{30,000}$$

$$= 1.335 \text{ in.} = t_u$$

$$t_L = 1.501 \text{ in.}$$

$$K = \frac{t_L}{t_u} = \frac{1.501}{1.335} = 1.124$$

$$K^{0.5} = 1.060$$

$$C = \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.06)(0.124)}{1+1.191} = 0.060$$

$$(rt_u)^{0.5} = [(1680)(1.335)]^{0.5} = 47.358$$

$$x_1 = 0.61(rt_u)^{0.5} + 3.84CH$$

$$= 0.61(47.358) + 3.84(0.060)(56) = 28.89 + 12.90 = 41.79$$

$$x_2 = 12CH = 12(0.060)(56) = 40.32$$

$$x_3 = 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(47.358) = 57.78$$

$$x = \min(x_1, x_2, x_3) = 40.32$$

$$x/12 = 3.36$$

$$t_{tx} = \frac{2.6D(H-x/12)}{S_t} = \frac{2.6(280)(56-3.36)}{30,000} = 1.277 \text{ in.}$$

With this value of t_{tx} , start the second trial.

K.2.3.1.2 Second Trial

In SI units:

$$t_u = t_{ix} \text{ from first trial} = 31.62 \text{ mm}$$

$$t_L = 37.15 \text{ mm}$$

$$K = \frac{t_L}{t_u} = \frac{37.15}{31.62} = 1.175$$

$$K^{0.5} = 1.084$$

$$C = \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.084)(0.175)}{1+1.175^{1.5}} = 0.0834$$

$$(rt_u)^{0.5} = [(42,500)(31.62)]^{0.5} = 1159.2$$

$$\begin{aligned} x_1 &= 0.61(rt_u)^{0.5} + 320CH \\ &= 0.61(1159.2) + 320(0.0834)(16.8) = 1155.5 \end{aligned}$$

$$x_2 = 1000CH = 1000(0.0834)(16.8) = 1401.1$$

$$x_3 = 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(1159.2) = 1414.2$$

$$x = \min(x_1, x_2, x_3) = 1155.5$$

$$x/1000 = 1.155$$

$$t_{ix} = \frac{4.9D(H-x/1000)}{S_t} = \frac{4.9(85)(16.8-1.155)}{208} = 31.33 \text{ mm}$$

In US Customary units:

$$t_u = t_{ix} \text{ from first trial} = 1.277 \text{ in.}$$

$$t_L = 1.501 \text{ in.}$$

$$K = \frac{t_L}{t_u} = \frac{1.501}{1.277} = 1.175$$

$$K^{0.5} = 1.084$$

$$C = \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.084)(0.175)}{1+1.274} = 0.0834$$

$$(rt_u)^{0.5} = [(1680)(1.277)]^{0.5} = 46.32$$

$$\begin{aligned} x_1 &= 0.61(rt_u)^{0.5} + 3.84CH \\ &= 0.61(46.32) + 3.84(0.0834)(56) = 28.25 + 17.93 = 46.19 \end{aligned}$$

$$x_2 = 12CH = 12(0.0834)(56) = 56.04$$

$$x_3 = 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(46.32) = 56.51$$

$$x = \min(x_1, x_2, x_3) = 46.19$$

$$x/12 = 3.80$$

$$t_{ix} = \frac{2.6D(H-x/12)}{S_t} = \frac{2.6(280)(56-3.80)}{30,000} = 1.267 \text{ in.}$$

With this value of t_{ix} , start the third trial.

K.2.3.1.3 Third Trial

In SI units:

$$t_u = t_{rx} \text{ from second trial} = 31.33 \text{ mm}$$

$$t_L = 37.15 \text{ mm}$$

$$K = \frac{t_L}{t_u} = \frac{37.15}{31.33} = 1.186$$

$$K^{0.5} = 1.089$$

$$C = \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.089)(0.186)}{1+1.186^{1.5}} = 0.088$$

$$(rt_u)^{0.5} = [(42,500)(31.33)]^{0.5} = 1153.9$$

$$\begin{aligned} x_1 &= 0.61(rt_u)^{0.5} + 320CH \\ &= 0.61(1153.9) + 320(0.088)(16.8) = 1177.0 \end{aligned}$$

$$x_2 = 1000CH = 1000(0.088)(16.8) = 1478.4$$

$$x_3 = 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(1153.9) = 1407.8$$

$$x = \min(x_1, x_2, x_3) = 1177$$

$$x/1000 = 1.177$$

$$t_{rx} = \frac{4.9D(H-x/1000)}{S_t} = \frac{4.9(85)(16.8-1.177)}{208} = 31.28 \text{ mm} = t_{2a}$$

In US Customary units:

$$t_u = t_{rx} \text{ from first trial} = 1.267 \text{ in.}$$

$$t_L = 1.501 \text{ in.}$$

$$K = \frac{t_L}{t_u} = \frac{1.501}{1.267} = 1.185$$

$$K^{0.5} = 1.089$$

$$C = \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.089)(0.185)}{1+1.290} = 0.088$$

$$(rt_u)^{0.5} = [(1680)(1.266)]^{0.5} = 46.12$$

$$\begin{aligned} x_1 &= 0.61(rt_u)^{0.5} + 3.84CH \\ &= 0.61(46.12) + 3.84(0.088)(56) = 28.13 + 18.92 = 47.05 \end{aligned}$$

$$x_2 = 12CH = 59.14$$

$$x_3 = 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(46.12) = 56.27$$

$$x = \min(x_1, x_2, x_3) = 47.05$$

$$x/12 = 3.92$$

$$t_{rx} = \frac{2.6D(H-x/12)}{S_t} = \frac{2.6(280)(56-3.92)}{30,000} = 1.263 \text{ in.} = t_{2a}$$

Use this value to calculate t_2 .

K.2.3.2 Course 3Note: $H = 14.4$ m (48 ft).**K.2.3.2.1 First Trial**

In SI units:

$$\begin{aligned}
 t_{ix} &= \frac{4.9D(H-0.3)}{S_t} = \frac{4.9(85)(14.4-0.3)}{208} \\
 &= 28.23 \text{ mm} = t_u \\
 t_L &= 34.64 \text{ mm} \\
 K &= \frac{t_L}{t_u} = \frac{34.64}{28.23} = 1.227 \\
 K^{0.5} &= 1.108 \\
 C &= \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{0.5}} = \frac{(1.108)(0.227)}{1+1.227^{1.5}} = 0.107 \\
 (rt_u)^{0.5} &= [(42,500)(28.23)]^{0.5} = 1095 \\
 x_1 &= 0.61(rt_u)^{0.5} + 320CH \\
 &= 0.61(1095) + 320(0.107)(14.4) = 1161 \\
 x_2 &= 1000CH = 1000(0.107)(14.4) = 1541 \\
 x_3 &= 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(1095) = 1336 \\
 x &= \min(x_1, x_2, x_3) = 1161 \\
 x/1000 &= 1.161 \\
 t_{ix} &= \frac{4.9D(H-x/1000)}{S_t} = \frac{4.9(85)(14.4-1.161)}{208} = 26.51 \text{ mm}
 \end{aligned}$$

In US Customary units:

$$\begin{aligned}
 t_{ix} &= \frac{2.6D(H-1)}{S_t} = \frac{2.6(280)(47)}{30,000} \\
 &= 1.141 \text{ in.} = t_u \\
 t_L &= 1.399 \text{ in.} \\
 K &= \frac{t_L}{t_u} = \frac{1.399}{1.141} = 1.226 \\
 K^{0.5} &= 1.107 \\
 C &= \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.107)(0.266)}{1+1.357} = 0.106 \\
 (rt_u)^{0.5} &= [(1680)(1.141)]^{0.5} = 43.78 \\
 x_1 &= 0.61(rt_u)^{0.5} + 3.84CH \\
 &= 0.61(43.78) + 3.84(0.106)(48) = 26.71 + 19.54 = 46.25 \\
 x_2 &= 12CH = 12(0.106)(48) = 61.06 \\
 x_3 &= 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(43.78) = 53.41 \\
 x &= \min(x_1, x_2, x_3) = 46.25 \\
 x/12 &= 3.85 \\
 t_{ix} &= \frac{2.6D(H-x/12)}{S_t} = \frac{2.6(280)(48-3.85)}{30,000} = 1.071 \text{ in.}
 \end{aligned}$$

With this value of t_{ix} , start the second trial.

K.2.3.2.2 Second Trial

In SI units:

$$t_u = t_{tx} \text{ from the first trial} = 26.51 \text{ mm}$$

$$t_L = 34.64 \text{ mm}$$

$$K = \frac{t_L}{t_u} = \frac{34.64}{26.51} = 1.307$$

$$K^{0.5} = 1.143$$

$$C = \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.143)(0.307)}{1+1.307^{1.5}} = 0.141$$

$$(rt_u)^{0.5} = [(42,500)(26.51)]^{0.5} = 1061$$

$$x_1 = 0.61(rt_u)^{0.5} + 320CH \\ = 0.61(1061) + 320(0.141)(14.4) = 1297$$

$$x_2 = 1000CH = 1000(0.141)(14.4) = 2030$$

$$x_3 = 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(1061) = 1294$$

$$x = \min(x_1, x_2, x_3) = 1294$$

$$x/1000 = 1.294$$

$$t_{tx} = \frac{4.9D(H-x/1000)}{S_t} = \frac{4.9(85)(14.4-1.294)}{208} = 26.24 \text{ mm}$$

In US Customary units:

$$t_u = t_{tx} \text{ from first trial} = 1.071 \text{ in.}$$

$$t_L = 1.399 \text{ in.}$$

$$K = \frac{t_L}{t_u} = \frac{1.399}{1.071} = 1.306$$

$$K^{0.5} = 1.143$$

$$C = \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.143)(0.306)}{1+1.493} = 0.140$$

$$(rt_u)^{0.5} = [(1680)(1.071)]^{0.5} = 42.42$$

$$x_1 = 0.61(rt_u)^{0.5} + 3.84CH \\ = 0.61(42.42) + 3.84(0.140)(48) = 25.88 + 25.80 = 51.68$$

$$x_2 = 12CH = 12(0.140)(48) = 80.64$$

$$x_3 = 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(42.42) = 51.75$$

$$x = \min(x_1, x_2, x_3) = 51.68$$

$$x/12 = 4.31$$

$$t_{tx} = \frac{2.6D(H-x/12)}{S_t} = \frac{2.6(280)(48-4.31)}{30,000} = 1.060 \text{ in.}$$

With this value of t_{tx} , start the third trial.

K.2.3.2.3 Third Trial

In SI units:

$$t_u = t_{ix} \text{ from the second trial} = 26.24 \text{ mm}$$

$$t_L = 34.64 \text{ mm}$$

$$K = \frac{t_L}{t_u} = \frac{34.64}{26.24} = 1.320$$

$$K^{0.5} = 1.149$$

$$C = \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.149)(0.320)}{1+1.320^{1.5}} = 0.146$$

$$(rt_u)^{0.5} = [(42,500)(26.24)]^{0.5} = 1056$$

$$x_1 = 0.61(rt_u)^{0.5} + 320CH \\ = 0.61(1056) + 320(0.146)(14.4) = 1317$$

$$x_2 = 1000CH = 1000(0.146)(14.4) = 2102$$

$$x_3 = 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(1056) = 1288$$

$$x = \min(x_1, x_2, x_3) = 1288$$

$$x/1000 = 1.288$$

$$t_{ix} = \frac{4.9D(H-x/1000)}{S_t} = \frac{4.9(85)(14.4-1.288)}{208} = 26.26 \text{ mm for Course 3}$$

In US Customary units:

$$t_u = t_{ix} \text{ from second trial} = 1.060 \text{ in.}$$

$$t_L = 1.399 \text{ in.}$$

$$K = \frac{t_L}{t_u} = \frac{1.399}{1.060} = 1.320$$

$$K^{0.5} = 1.149$$

$$C = \frac{K^{0.5}(K-1)}{1+K^{1.5}} = \frac{(1.149)(0.320)}{1+1.517} = 0.146$$

$$(rt_u)^{0.5} = [(1680)(1.06)]^{0.5} = 42.20$$

$$x_1 = 0.61(rt_u)^{0.5} + 3.84CH \\ = 0.61(42.40) + 3.84(0.146)(48) = 25.74 + 26.91 = 52.65$$

$$x_2 = 12CH = 12(0.146)(48) = 84.10$$

$$x_3 = 1.22(rt_u)^{0.5} = 1.22(42.20) = 51.48$$

$$x = \min(x_1, x_2, x_3) = 51.48$$

$$x/12 = 4.29$$

$$t_{ix} = \frac{2.6D(H-x/12)}{S_t} = \frac{2.6(280)(48-4.29)}{30,000} = 1.061 \text{ in. for Course 3}$$

(Sample calculated shell-plate thicknesses for various tank sizes and allowable stresses are given in Tables K-1 through K-3.)

determine the lowest average thickness, t_1 , averaged over a length of L , using at least five equally spaced measurements over length L .

d. Refer to 2.3.3.1 for minimum permitted values for t_1 and t_2 . The additional loads in 2.3.3.4 shall also be considered.

2.3.2.2 Widely scattered pits may be ignored provided that:

- No pit depth results in the remaining shell thickness being less than one-half the minimum acceptable tank shell thickness exclusive of the corrosion allowance; and
- The sum of their dimensions along any vertical line does not exceed 2 inches in an 8-inch length (see Figure 2-2).

2.3.3 MINIMUM THICKNESS CALCULATION FOR WELDED TANK SHELL

2.3.3.1 The minimum acceptable shell plate thickness for tanks with diameters equal to or less than 200 feet shall be calculated as follows:

$$t_{min} = \frac{2.6 DHG}{SE}$$

Where:

t_{min} = The minimum acceptable thickness, in inches for each course as calculated from the above formula; however, t_{min} shall not be less than 0.1 inch for any tank course.

D = Nominal diameter of tank, in feet.

H, H_t = Height, in feet, from the bottom of the length L

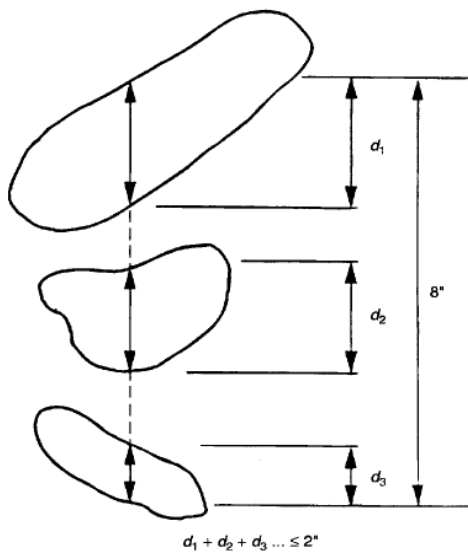


Figure 2-2—Pit Measurement

(see 2.3.2.1) for the most severely corroded area in each shell course to the maximum liquid level.

G = Highest specific gravity of the contents.

S = Maximum allowable stress in pounds per square inch; use the smaller of $0.80Y$ or $0.429T$ for bottom and second course; use the smaller of $0.88Y$ or $0.472T$ for all other courses. Note: For reconstructed tanks, S shall be in accordance with the current applicable standard.

Y = Specified minimum yield strength of the plate; use 30,000 pounds per square inch if not known.

T = The smaller of the specified minimum tensile strength of the plate or 80,000 pounds per square inch; use 55,000 pounds per square inch if not known.

E = Original joint efficiency for the tank. Use Table 2-1 if original E is unknown. $E = 1.0$ when evaluating the retirement thickness in a corroded plate, when away from welds or joints by at least the greater of one inch or twice the plate thickness.

If the tank will be hydrostatically tested, after determining t_{min} , the hydrostatic test height, H_t , shall be:

$$H_t = \frac{S_t E t_{min}}{2.6D}$$

Where:

S_t = Maximum allowable hydrostatic test stress in pounds per square inch; use the smaller of $0.88Y$ or $0.472T$ for bottom and second courses; use the smaller of $0.9Y$ or $0.519T$ for all other courses.

Notes:

- Depending on the specific gravity of the content used to determine t_{min} , H_t may be less than H . Testing the tank to H_t may yield the corroded area.
- If H_t is less than H , owner/operator shall determine the consequence and acceptability of operating the tank to H_t , its maximum design liquid level. Repairs to shell sections above H_t shall comply with the requirements of 10.3.2.
- For reconstructed tanks, S_t shall be per the current applicable standard.

The criteria for continued operation is:

- The value t_1 (see 2.3.2.1.c) shall be greater than or equal to t_{min} (see above), subject to verification of all other loadings listed below; and
- The value t_2 (see 2.3.2.1.b) shall be greater than or equal to 60 percent of t_{min} .

Any corrosion allowance for service until the time of the next tank inspection shall be added to the two required thicknesses (t_{min} and $0.60 t_{min}$) in a. and b. above.

2.3.3.2 Alternatively, the minimum acceptable shell plate thickness for tanks with diameters equal to or less than 200 feet may be calculated in accordance with the variable design point method in API Standard 650, 3.6.4, substituting "S x E" for "S"; E and S may be defined as in 2.3.3.1.

2.3.3.3 The variable design point method shall be used for tanks greater than 200 feet in diameter, with all variables defined as in 2.3.3.1.

Table 2-1—Joint Efficiencies for Welded Joints

Standard	Edition & Year	Type of Joint	Joint Efficiency E	Applicability or Limits
API 650	7th & Later (1980–Present)	Butt	1.00	Basic Standard
		Butt	0.85	Appendix A— Spot RT
		Butt	0.70	Appendix A— No RT
	1st–6th (1961–1978)	Butt	0.85	Basic Standard
		Butt	1.00	Appendices D&G
	API 12C	14th & 15th (1957–1958)	Butt	0.85
Lap ^a			0.75	3/8 inch max. <i>t</i>
3rd–13th (1940–1956)		Butt ^c	0.85	
		Lap ^a	0.70	7/16 inch max. <i>t</i>
1st & 2nd (1936–1939)		Lap ^b	0.50 + <i>k</i> /5	1/4 inch max. <i>t</i>
		Butt ^c	0.85	
Unknown		Lap ^a	0.70	7/16 inch max. <i>t</i>
		Lap ^b	0.50 + <i>k</i> /5	1/4 inch max. <i>t</i>
		Butt ^c	0.70	
		Lap ^d	0.35	

^aFull double lap welded.

^bFull fillet weld with at least 25 percent intermittent full fillet opposite side; *k* = percent of intermittent weld expressed in decimal form.

^cSingle butt-welded joints with a back-up bar were permitted from the years of 1936 to 1940 and 1948 to 1954.

^dSingle lap welded only.

2.3.3.4 The thickness determinations of 2.3.3.1, 2.3.3.2, and 2.3.3.3 consider liquid loading only. All other loads shall also be evaluated according to the original standard of construction; and engineering judgement shall be used to evaluate different conditions or new information. As applicable, the following loadings shall be taken into account:

- Wind-induced buckling.
- Seismic loads.
- Operation at temperatures over 200°F.
- Vacuum-induced external pressure.
- External loads caused by piping, tank-mounted equipment, hold down lugs, etc.
- Wind-induced overturning.
- Loads due to settlement.

2.3.3.5 As an alternative to the procedures described above, any thinning of the tank shell below minimum required wall thickness due to corrosion or other wastage may be evaluated to determine the adequacy for continued service by employing the “design by analysis methods,” defined in Section VIII, Division 2, Appendix 4 of the ASME Code. When using these criteria, the stress value used in the original tank design shall be substituted for the S_m value of Division 2, if the design stress is less than or equal to the lesser of $2/3Y$ (Specified Minimum Yield Strength) or $1/3T$ (Specified Minimum Tensile Strength). If the original design stress is greater than $2/3Y$ or $1/3T$, then the lesser of $2/3Y$ or $1/3T$ shall be substituted for S_m .

2.3.4 MINIMUM THICKNESS CALCULATION FOR RIVETED TANK SHELL

2.3.4.1 The minimum acceptable thickness for riveted tank shells shall be calculated using the formula of 2.3.3.1 except that the following allowable stress criteria and joint efficiencies shall be used:

$$S = 21,000 \text{ pounds per square inch}$$

$$E = 1.0 \text{ for shell plate 6 inches or more away from rivets. See Table 2-2 for joint efficiencies for locations within 6 inches or rivets.}$$

2.3.4.2 The rivet joint efficiencies given in Table 2-2 are conservative minimums for riveted tank construction details and are included to simplify riveted tank evaluations. However, in some cases it may be advantageous to calculate the actual rivet joint efficiencies using computational methods applicable to lap and butt type riveted joints. When this alternative of calculated joint efficiencies is used, the following maximum allowable stresses shall apply:

- For the maximum tensile stress in net section of plate, use the lesser of $0.80Y$ or $0.429T$; use 21,000 pounds per square inch if T or Y is unknown.
- For the maximum shear in net section of rivet, use 16,000 pounds per square inch.
- For the maximum bearing stress on plates or rivets, use 32,000 pounds per square inch for rivets in single shear, and 35,000 pounds per square inch for rivets in double shear.

2.3.4.3 For tanks with riveted joints, consideration shall be given to whether, and to what extent, corrosion affects such joints. If calculations show that excess thickness exists, this excess may be taken as corrosion allowance.

2.3.4.4 Non-liquid loads (see 2.3.3.4) shall also be considered in the analysis of riveted tanks.

2.3.5 DISTORTIONS

2.3.5.1 Shell distortions include out-of-roundness, buckled areas, flat spots, and peaking and banding at welded joints.

Table 2-2—Joint Efficiencies for Riveted Joints

Type of Joint	Number of Rivet Rows	Joint Efficiency E
Lap	1	0.45
Lap	2	0.60
Lap	3	0.70
Lap	4	0.75
Butt ^a	2 ^b	0.75
Butt	3 ^b	0.85
Butt	4 ^b	0.90
Butt	5 ^b	0.91
Butt	6 ^b	0.92

^aAll butt joints listed have butt straps both inside and outside.

^bNumber of row on each side of joint center line.

2.4.4 INTERNAL LINING PROTECTION OF TANK BOTTOMS

Applied linings for internal surfaces of tank bottoms are covered by API RP 652.

2.4.5 BOTTOM LEAK DETECTION

If a tank bottom is to be replaced, consideration should be given to installing a leak detection (tell-tale) system that will channel any leak in the bottom to a location where it can be readily observed from the outside of the tank.¹

2.4.6 BOTTOM PLATE THICKNESS MEASUREMENTS

Various methods for determining tank bottom plate under-side corrosion are available. The methods vary by the extent that they can reliably measure general corrosion and pitting. A combination of these methods may be required along with extrapolation techniques and analysis to establish the probable conditions of the entire tank bottom.

2.4.7 MINIMUM THICKNESS FOR TANK BOTTOM PLATE

Quantifying the remaining thickness of tank bottoms based on the results of measurement (see 2.4.6) can be done by either a deterministic method (see 2.4.7.1) or a probabilistic method (see 2.4.7.2) as follows:

2.4.7.1 An acceptable deterministic method for calculating the minimum remaining bottom thicknesses is as follows:

$$MRT_1 = T_0 - GC_a - StP_a - UP_m - (StP_r + UP_r + GC_r)O_r$$

$$MRT_2 = T_0 - GC_a - StP_m - UP_a - (StP_r + UP_r + GC_r)O_r$$

Where:

MRT_1, MRT_2 = minimum remaining thickness at the end of the in-service period of operation, in inches. MRT_1 represents mini-

¹ For existing tanks, API supports the use of a Release Prevention System (RPS). The term RPS refers to the suite of API standards that are designed to maintain aboveground storage tank integrity and thus protect the environment. These are: the frequency of internal inspections; lining the bottom of the tank interior; fitting the tank with Release Prevention Barriers (RPBs); installing cathodic protections; or some combination of these measures, depending on the operating environment and service of the tank.

If a decision is made to replace an existing bottom, API supports the evaluation of installing an RPB or continued use of an RPS. The evaluation should consider the effectiveness of RPS controls, the product stored, the location of the tank, and environmental sensitivities. An RPB includes steel bottoms, synthetic materials, clay liners, and all other barriers or combination of barriers placed in the bottom of or under an aboveground storage tank, which have the functions of: 1) preventing the escape of contaminated material; and 2) containing or channeling released material for leak detection (covered in detail in the non-mandatory Appendix I of Standard 650).

imum remaining thickness due to average internal pitting and maximum external pitting. MRT_2 represents minimum remaining thickness due to maximum internal pitting and average external pitting.

T_0 = original plate thickness, in inches.

StP_a = average depth of internal pitting, in inches, measured from the original thickness.

StP_m = maximum depth of internal pitting remaining in the bottom plates after repairs are completed, in inches, measured from the original thickness.

UP_a = average depth of underside pitting, in inches.

UP_m = maximum depth of underside pitting, in inches.

StP_r = maximum internal pitting rate, in inches per year; $StP_r = 0$ if the tank bottom is internally lined (see API RP 652).

UP_r = maximum underside pitting rate, in inches per year; $UP_r = 0$ if tank bottom is cathodically protected (see API RP 651).

O_r = anticipated in-service period of operation (normally 10 years).

GC_a = average depth of generally corroded area, in inches.

GC_r = maximum rate of general corrosion, in inches per year.

2.4.7.2 For the probabilistic method, a statistical analysis is made of thickness data from measurements (see 2.4.6) projecting remaining thickness, based on sample scanning of the bottom.

2.4.7.3 If the minimum bottom thicknesses, at the end of the in-service period of operation, are calculated to be less than the minimum bottom renewal thicknesses given in Table 4, the bottom shall be lined, repaired, replaced or the interval to the next internal inspection shortened.

2.4.7.4 Unless a stress analysis is performed, the minimum bottom plate thickness in the critical zone of the tank bottom defined by paragraph 7.9.1.1 shall be the smaller of $\frac{1}{2}$ the original bottom plate thickness (not including the original corrosion allowance) or 50 percent of t_{min} of the lower shell course per paragraph 2.3.3.1 but not less than 0.1 inch. Isolated pitting will not appreciably affect the strength of the plate.

SECTION 4—INSPECTION

4.1 General

Periodic in-service inspection of tanks shall be performed by an Authorized Inspector as defined herein (see 4.10), unless otherwise noted.

4.2 Inspection Frequency Considerations

4.2.1 Several factors must be considered to determine inspection intervals for storage tanks. These include, but are not limited to, the following:

- a. The nature of the product stored.
- b. The results of visual maintenance checks.
- c. Corrosion allowances and corrosion rates.
- d. Corrosion prevention systems.
- e. Conditions at previous inspections.
- f. The methods and materials of construction and repair.
- g. The location of tanks, such as those in isolated or high risk areas.
- h. The potential risk of air or water pollution.
- i. Leak detection systems.
- j. Change in operating mode (for example: frequency of fill cycling, frequent grounding of floating roof support legs).
- k. Jurisdictional requirements.
- l. Changes in service (including changes in water bottoms).

4.2.2 The interval between inspections of a tank (both internal and external) should be determined by its service history unless special reasons indicate that an earlier inspection must be made. A history of the service of a given tank or a tank in similar service (preferably at the same site) should be available so that complete inspections can be scheduled with a frequency commensurate with the corrosion rate of the tank. On-stream, nondestructive methods of inspection shall be considered when establishing inspection frequencies.

4.2.3 Jurisdictional regulations, in some cases, control the frequency and interval of the inspections. These regulations may include vapor loss requirements, seal condition, leakage, proper diking, and repair procedures. Knowledge of such regulations is necessary to insure compliance with scheduling and inspection requirements.

4.3 External Inspection

4.3.1 ROUTINE IN-SERVICE INSPECTIONS

4.3.1.1 The external condition of the tank shall be monitored by close visual inspection from the ground on a routine basis. This inspection may be done by owner/operator personnel, and can be done by other than inspectors described

in 4.10. Personnel performing this inspection should be knowledgeable of the storage facility operations, the tank, and the characteristics of the product stored.

4.3.1.2 The interval of such inspections shall be consistent with conditions at the particular site, but shall not exceed one month.

4.3.1.3 This routine in-service inspection shall include a visual inspection of the tank's exterior surface checking for: leaks; shell distortions; signs of settlement; corrosion; and condition of the foundation, paint coatings, insulation systems, and appurtenances.

4.3.2 SCHEDULED INSPECTIONS

4.3.2.1 All tanks shall be given a formal visual external inspection by an inspector qualified in accordance with 4.10 at least every five years or at the quarter corrosion-rate life of the shell, whichever is less. Tanks may be in operation during this inspection.

4.3.2.2 Insulated tanks need to have insulation removed only to the extent necessary to determine the condition of the exterior wall of the tank or the roof.

4.3.2.3 Where exterior tank bottom corrosion is controlled by a cathodic protection system, periodic surveys of the system shall be conducted in accordance with API Recommended Practice 651.

4.3.2.4 Tank grounding system components such as shunts or mechanical connections of cables shall be visually checked. Recommended practices dealing with the prevention of hydrocarbon ignition are covered by API Recommended Practice 2003.

4.3.3 IN-SERVICE ULTRASONIC THICKNESS MEASUREMENTS OF THE SHELL

4.3.3.1 External, ultrasonic thickness measurements of the shell can be a means of determining a rate of uniform general corrosion while the tank is in service, and can provide an indication of the integrity of the shell. The extent of such measurements shall be determined by the owner/operator.

4.3.3.2 When used, the ultrasonic thickness measurements shall be made at intervals not to exceed the following:

- a. When the corrosion rate is not known, the maximum interval shall be five years.

Note: Corrosion rates may be estimated from tanks in similar service based on thickness measurements taken at an interval not exceeding five years.

b. When the corrosion rate is known, the maximum interval shall be the smaller of $RCA/2N$ years (where RCA is the remaining corrosion allowance in mils and N is the shell corrosion rate in mils per year) of 15 years.

4.3.3.3 Internal inspection of the tank shell, when the tank is out of service, can be substituted for a program of external ultrasonic thickness measurement if the internal inspection interval is equal to or less than the interval required in 4.3.3.2.b.

4.4 Internal Inspection

4.4.1 GENERAL

4.4.1.1 Internal inspection is primarily required to:

- Ensure that the bottom is not severely corroded and leaking.
- Gather the data necessary for the minimum bottom and shell thickness assessments detailed in Section 2. As applicable, these data shall also take into account external ultrasonic thickness measurements made during in-service inspections (see 4.3.3).
- Identify and evaluate any tank bottom settlement.

4.4.1.2 All tanks shall be given a formal internal inspection at intervals defined by 4.4.2 below. The Authorized Inspector who is responsible for evaluation of a tank must visually examine each tank.

4.4.2 INSPECTION INTERVALS

4.4.2.1 Intervals between internal inspections shall be determined by the corrosion rates measured during previous inspections or anticipated based on experience with tanks in similar service. Normally, bottom corrosion rates will control and the inspection interval will be governed by the measured or anticipated corrosion rates and the calculations for minimum required thickness of tank bottoms (see 2.4.7). The actual inspection interval shall be set to ensure that the bottom plate minimum thicknesses at the next inspection are not less than the values listed in Table 4-1. In no case, however, shall the internal inspection interval exceed 20 years.

4.4.2.2 When corrosion rates are not known and similar service experience is not available to determine the bottom plate minimum thickness at the next inspection, the actual bottom thickness shall be determined by inspection(s) within the next 10 years of tank operation to establish corrosion rates.

4.4.3 ALTERNATIVE INTERNAL INSPECTION INTERVAL

For unique combinations of service, environment, and construction, the owner/operator may establish the internal inspection interval using an alternative procedure. The alter-

native procedure shall include method for determining bottom plate thickness, consideration of environmental risk, consideration of quality of inspection, and analysis of corrosion measurement. This alternative procedure shall be documented and made part of the permanent record of the tank.

4.5 Alternative to Internal Inspection to Determine Bottom Thickness

In cases where construction, size, or other aspects allow external access to the tank bottom to determine bottom thickness, an external inspection in lieu of an internal inspection is allowed to meet the data requirements of Table 4-1. However, in these cases, consideration of other maintenance items may dictate internal inspection intervals. This alternative approach shall be documented and made part of the permanent record of the tank.

4.6 Preparatory Work for Internal Inspection

Specific work procedures shall be prepared and followed when conducting inspections that will assure personnel safety and health and prevent property damage in the workplace (see 1.4).

4.7 Inspection Checklists

Appendix C provides sample checklists of items for consideration when conducting in-service and out-of-service inspections.

4.8 Records

4.8.1 GENERAL

Inspection records form the basis of a scheduled inspection/maintenance program. (It is recognized that records may not exist for older tanks, and judgements must be based on experience with tanks in similar services.) The owner/

Table 4-1—Bottom Plate Minimum Thickness

Minimum Bottom Plate Thickness ^a at Next Inspection (inches)	Tank Bottom/Foundation Design
0.10	Tank bottom/foundation design with no means for detection and containment of a bottom leak.
0.05	Tank bottom/foundation design with means to provide detection and containment of a bottom leak.
0.05	Applied tank bottom reinforced lining, >0.05 inch thick, in accordance with API RP 652.

^a See 2.4.7

operator shall maintain complete record file consisting of three types of records, namely: construction records, inspection history, and repair/alteration history.

4.8.2 CONSTRUCTION RECORDS

Construction records may include nameplate information, drawings, specifications, construction completion report, and any results of material tests and analyses.

4.8.3 INSPECTION HISTORY

The inspection history includes all measurements taken, the condition of all parts inspected, and a record of all examinations and tests. A complete description of any unusual conditions with recommendations for correction of details which caused the conditions shall also be included. This file will also contain corrosion rate and inspection interval calculations.

4.8.4 REPAIR/ALTERATION HISTORY

The repair/alteration history includes all data accumulated on a tank from the time of its construction with regard to repairs, alterations, replacements, and service changes (recorded with service conditions such as stored product temperature and pressure). These records should include the results of any experiences with coatings and linings.

4.9 Reports

4.9.1 Reports recommending repairs shall include reasons for the repairs, and sketches showing location and extent.

4.9.2 General inspection reports shall include metal thickness measurement, conditions found, repairs, any settlement measurements, and recommendations.

4.10 Inspector Qualifications

4.10.1 Qualified inspectors shall have education and experience equal to at least one of the following:

- a. A degree in engineering plus one year of experience in inspection of tanks, pressure vessels, or piping.
- b. A two-year certificate in engineering or technology from a technical college, and two years of experience in construction, repair, operation, or inspection, of which one year must be in inspection of tanks, pressure vessels, or piping.
- c. The equivalent of a high school education, and three years of experience in construction, repair, operation, or inspection, of which one year must be in inspection of tanks, pressure vessels, or piping.
- d. Five years of experience in the inspection of aboveground storage tanks in the petroleum or chemical industries.

4.10.2 An owner/operator of tanks may designate tank inspectors qualified in accordance with 4.10.1. Such inspectors shall have the necessary authority and organizational freedom to perform their duties. Authorized Inspectors shall be certified by an agency as provided in this standard, in accordance with Appendix D. This requirement will become effective eighteen (18) months after the date of issuance of the requirement.

4.10.3 Personnel performing nondestructive examinations shall meet the qualifications identified in 10.1.1.2, but need not be certified in accordance with 4.10.2. The results of their work, however, must be considered in the evaluation of the tank by an inspector who is so certified.

8.4.4 SHELLS

8.4.4.1 Plates to be joined by butt welding shall be matched accurately and retained in position during welding. Misalignment in completed vertical joints over $\frac{3}{8}$ inch thick shall not exceed 10 percent of the plate thickness, with a maximum of $\frac{1}{8}$ inch. Misalignment in joint $\frac{3}{8}$ inch thick or less shall not exceed $\frac{1}{16}$ inch. Vertical joints shall be completed before the lower horizontal weld is made.

8.4.4.2 In completed horizontal butt joints, the upper plate shall not project beyond the face of the lower plate at any point by more than 20 percent of the thickness of the upper plate, with a maximum projection of $\frac{1}{8}$ inch, except that a projection of $\frac{1}{16}$ inch is acceptable for upper plates less than $\frac{3}{16}$ inch thick.

8.4.4.3 For horizontal and vertical joints in tank shell courses constructed of material over $1\frac{1}{2}$ inches thick (based on the thickness of the thicker plate at the joint), multipass weld procedures are required, with no pass more than $\frac{3}{4}$ inch thick permitted. A minimum preheat of 200°F is required of these welds.

8.4.5 ROOFS

This standard does not include special stipulations for reconstruction thereof, except that the structural framing (such as rafters and girders) must be reasonably true to line and surface. Other requirements shall be in accordance with the applicable standard.

8.5 Dimensional Tolerances**8.5.1 GENERAL**

8.5.1.1 The tolerances given in this section have been established to produce a reconstructed tank of acceptable appearance and structural integrity and to permit proper functioning of floating roofs and seals.

8.5.1.2 Measurements to verify these tolerances shall be taken before the hydrostatic test of the reconstructed tank.

8.5.2 PLUMBNESS

8.5.2.1 The maximum out-of-plumbness of the top of the shell relative to the bottom of the shell shall not exceed $\frac{1}{100}$ of the total tank height, with a maximum of 5 inches.

8.5.2.2 The out-of-plumbness in one shell course shall not exceed the values specified for mill tolerances in ASTM A6 or A20, whichever is applicable.

8.5.3 ROUNDNESS

Radii measured at 1 foot above the shell-to-bottom weld shall not exceed the tolerances shown in Table 8-2.

Table 8-2—Radii Tolerances

Tank Diameter (feet)	Radius Tolerances (inches)
< 40	$\pm \frac{1}{2}$
40 to < 150	$\pm \frac{3}{4}$
150 to < 250	± 1
≥ 250	$\pm 1\frac{1}{4}$

Radius tolerances measured higher than one foot above the shell-to-bottom weld shall not exceed three times the tolerances given above.

8.5.4 PEAKING

With a horizontal sweep board 36 inches long, peaking shall not exceed $\frac{1}{2}$ inch. The sweep board shall be made to the true outside radius of the tank.

8.5.5 BANDING

With a vertical sweep board 36 inches long, banding shall not exceed one inch.

8.5.6 FOUNDATIONS

8.5.6.1 To achieve the tolerances specified in 8.5.1 through 8.5.5, it is essential that foundations true to a plane be provided for the tank reconstruction. The foundation shall have adequate bearing capacity to maintain the trueness of the foundation.

8.5.6.2 Where foundations true to a horizontal plane are specified, tolerances shall be as follows:

- Where concrete ringwalls are provided under the shell, the top of the ringwall shall be level within $\pm \frac{1}{8}$ inch in any 30 feet of the circumference and within $\pm \frac{1}{4}$ inch in the total circumference measured from the average elevation.
- Where concrete ringwalls are not provided, the foundation under the shell shall be level within $\pm \frac{1}{4}$ inch in any 10 feet of circumference and within $\pm \frac{1}{2}$ inch in the total circumference measured from the average elevation.

8.5.6.3 For foundations specified to be sloped from a horizontal plan, elevation differences about the circumference shall be calculated from the specified high point. Actual elevation differences about the circumference shall be determined from the actual elevation of the specified high point. The actual elevation differences shall not deviate from the calculated differences by more than the following tolerances:

- Where concrete ringwalls are provided $\pm \frac{1}{8}$ inch in any 30 feet of circumference and $\pm \frac{1}{4}$ inch in the total circumference.
- Where concrete ringwalls are not provided, $\pm \frac{1}{4}$ inch in any 10 feet of circumference and $\pm \frac{1}{2}$ inch in the total circumference.

Manual of Petroleum Measurements Standards

Chapter 2—Tank Calibration

Section 2D—Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Internal Electro-optical Distance Ranging Method

0 Introduction

The method described in this part of API *MPMS* Chapter 2 is an alternative to other tank calibration methods such as the strapping method (API *MPMS* Chapter 2, Section 2A), the optical-reference-line method (API *MPMS* Chapter 2, Section 2B) and the optical-triangulation method (API *MPMS* Chapter 2.2C).

The parts of Chapter 2 form part of a series on tank calibration which also includes: Standard 2551, *Measurement and Calibration of Horizontal Tanks*; Standard 2552, *Measurement and Calibration of Spheres and Spheroids*; Standard 2554, *Measurement and Calibration of Tank Cars*; Standard 2555, *Liquid Calibration of Tanks*; Recommended Practice 2556, *Correcting Gauge Tables for Incrustation*; *MPMS* Chapter 7, Calibration of Barge Tanks; *MPMS* Chapter 2.8A, Calibration of Tanks on Ships and Oceangoing Barges; *MPMS* Chapter 2.8B, Establishment of the Location of the Reference Gauge Point and the Gauge Height of Tanks on Marine Tank Vessels.

1 Scope

1.1 This part specifies a method for the calibration of upright cylindrical tanks having diameters greater than 5 m by means of internal measurements using an electro-optical distance-ranging instrument, and for the subsequent compilation of tank capacity tables. This method is known as the internal electro-optical distance-ranging (EODR) method.

1.2 This part of Chapter 2 is not applicable to the calibration of abnormally deformed (e.g. dented) tanks or of noncircular tanks.

1.3 This part of Chapter 2 is applicable to tanks tilted by $<$ or $= 3\%$ from the vertical, provided a correction is applied for the measured tilt as described in Chapter 2.2A.

1.4 This part of Chapter 2 is applicable to tanks with cone-up or cone-down bottoms, as well as to tanks with flat bottoms.

2 Normative References

The following standards contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of Chapter 2. At the time of publication, the editions indicated

were valid. All standards are subject to revision, and parties to agreements based on this part of Chapter 2 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the standards indicated below. Members of API maintain registers of currently valid API Standards.

API

Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS)

Chapter 2.2A "Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Strapping Method"

Chapter 2.2B "Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical Reference Line Method"

Chapter 2.2C "Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical Triangulation Method"

IEC¹

825-1:1993 *Safety of laser products—Part 1: Equipment Classification, Requirements and User's Guide*

3 Definitions

For the purposes of this part of Chapter 2 the definitions given in API *MPMS* Chapter 2.2A and the following definitions apply.

3.1 reference target point: Fixed point clearly marked on the inside surface of the tank shell wall.

3.2 slope distance: Distance measured from the electro-optical distance-ranging instrument to a target point on any given course of the tank shell wall.

3.3 target point: One of a series of points on the inside surface of the tank shell wall to which slope distance, vertical and horizontal angles are measured by use of the electro-optical ranging instrument.

4 Precautions

The general and safety precautions contained in API *MPMS* Chapter 2.2A shall apply to this standard.

In addition, the laser beam emitted by the distance-ranging unit shall conform to IEC 825 for a class 1 laser.

¹International Electrochemical Commission, 3 Rue de Varembe, P.O. Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland.

5 Equipment

5.1 ELECTRO-OPTICAL DISTANCE-RANGING INSTRUMENT

5.1.1 The angular measuring part of the instrument shall have an angular graduation and resolution equal to or better than ± 0.0002 gon*, a repeatability equal to or better than ± 0.0005 gon, and an uncertainty equal to or better than ± 0.001 gon.

5.1.2 The distance-measuring part of the instrument, used for direct determination of the distances, shall have a graduation and resolution equal to or better than ± 1 mm, a repeatability equal to or better than ± 2 mm, and an uncertainty equal to or better than ± 2 mm.

5.2 INSTRUMENT MOUNTING consisting of a tripod which is firm and stable. The legs of the tripod shall be held firm, and steadied by suitable devices such as magnetic bearers.

5.3 LASER BEAM EMITTER having a low-power laser beam complying with IEC 825, which is either an integral part of the EODR instrument or a separate device. If the laser beam emitter is a separate device, it may be fitted with a fiber optic light transmitter system and a theodolite telescope eyepiece connection, by which the laser beam may be transmitted through a theodolite, or such that it may be fitted to a theodolite with its axis parallel to the axis of the theodolite. The laser beam may be coincident with the optical axis of the telescope

Note 1: The laser beam emitter is used to position target points on the tank shell.

5.4 STADIA a rigid bar, usually 2 m long, such that the graduated length between the two stadia marks remains constant to within ± 0.02 mm.

5.5 EQUIPMENT FOR BOTTOM CALIBRATION (see 11.1)

5.6 AUXILIARY EQUIPMENT including:

- a. heavy weights to be set around the instrument to steady the unit;
- b. lighting within the tank, if required.

6 General Considerations

6.1 The EODR instrument shall be maintained so that the values of its measurement uncertainty do not exceed the values given in this part of Chapter 2.

6.2 Tanks shall only be calibrated after they have been filled at least once with a liquid of density equal to or greater than that of the liquid which they will hold when in use.

* $2 \text{ pi radians} = 400 \text{ gons} = 400 \text{ grades}$

Note 2: The hydrostatic test applied to new tanks will satisfy this requirement in most cases.

6.3 Calibration shall be carried out without interruption.

6.4 The EODR instrument shall be verified prior to calibration.

The accuracy of the distance-measuring unit as well as the angular measuring unit shall be verified using the procedures recommended by the manufacturer.

The appropriate procedures given in Appendix A shall be used for the verification of equipment in the field.

6.5 The tank shall be free from vibration and airborne dust particles.

Note 3: The floor of the tanks should be as free as possible from debris, dust and loose scale.

6.6 Lighting, when required, shall be placed within the tank so as not to interfere with the operation of the EODR instrument.

7 EODR Instrument Setup Within the Tank

7.1 INSTRUMENT SETUP

7.1.1 The instrument shall be set up with care, according to the procedure and instructions given by the manufacturers.

7.1.2 The instrument shall be set up so as to be stable.

If necessary, the tank bottom in the vicinity of the instrument shall be made firm and steady by placing heavy weights in the area.

The legs of the tripod on which the instrument is mounted shall be steadied by use of suitable devices, such as magnetic bearers, to prevent slippage on the tank bottom.

7.1.3 The instrument shall be located at, or near, the center of the tank.

Note 4: This will ensure that the measured slope distances, at any one horizontal level, do not vary significantly and minimizes the overall uncertainty of slope distance determination.

7.1.4 The instrument shall be set horizontal, thus ensuring that the vertical axis (standing axis) is vertical.

7.1.5 The instrument shall be free from external vibration.

7.1.6 The sighting lines from the instrument to the tank shell wall shall not be obstructed.

7.2 PRELIMINARY PROCEDURES

7.2.1 Switch on the instrument and bring to operating temperature, allowing at least the minimum warm-up time recommended by the manufacturer.

7.2.2 After the instrument has reached its correct operating temperature, carry out the appropriate procedure given in

Appendix A. Then select and clearly mark on the tank shell wall two reference target points.

Note 5: The two reference target points should be approximately 100 gon apart and preferably on the same horizontal plane as the instrument.

7.2.3 The slope distances to each of the two reference target points shall be measured. Two successive readings to each reference target point shall be taken. The two readings, at each point, shall agree within ± 2 mm. The average distance to each point shall be calculated. The slope distances shall be recorded.

7.2.4 Wait 15 min and repeat 7.2.3. The repeated slope distances shall agree within ± 2 mm with the slope distances originally measured. The slope distances shall be recorded.

7.2.5 If the original and repeated average slope distances do not agree within ± 2 mm, determine the reason for the difference.

- a. If the reason for differences is due to the instrument and or its stability, repeat the procedure from 7.1.
- b. If the instrument was switched off during the determination of the differences, repeat the procedure from 7.2.1.
- c. If neither a) nor b) is appropriate, repeat the procedure from 7.2.3
- d. Repeat the appropriate procedures until two successive readings agree within ± 2 mm.

8 Selection of Target Points

8.1 Select two sets of target points per course, one at $1/5$ to $1/4$ of course height above the lower horizontal seam, the other at $1/5$ to $1/4$ of course height below the upper horizontal seam.

The number of target points per set, on each course of the tank shell wall, is dependent on tank circumference. The minimum number of target points per set, as a function of tank circumference, is given in Table 1 and illustrated in Figure 1.

8.2 The target points shall be at least 300 mm from any vertical welded seam.

9 Calibration Procedure

9.1 Sight all of the target points along the horizontal plane at each course location, and measure the slope distance, horizontal angle and vertical angle to each, as illustrated in Figure 2.

9.2 Measure and record the slope distance, horizontal angle and vertical angle to each of the reference target points.

9.3 Complete the measurements to the target points on each course prior to moving to the next course.

Note 6: Measurements should begin at the bottom course and extend, course by course, to the top.

9.4 After all measurements on a course are completed, repeat the measurements to the reference target points.

Table 1—Minimum Number of Target Points Per Set

Tank Circumference, <i>C</i> m	Minimum Number of Target Points
$C < \text{or} = 50$	8
$50 < C < \text{or} = 100$	12
$100 < C < \text{or} = 150$	16
$150 < C < \text{or} = 200$	20
$200 < C < \text{or} = 250$	24
$250 < C < \text{or} = 300$	30
$300 < \text{or} = C$	36

Note: A number of points greater than the minimum number of points in Table 1 may be chosen depending on specific circumstances and tank conditions.

9.5 If the repeated slope distances to the reference target points do not agree with the measurements taken during the setting up of the instrument, within the tolerance given in 10.1, then repeat 9.1 to 9.5.

9.6 If the horizontal and the vertical angles to the reference target points do not agree within the tolerance given in 10.2, repeat 9.1 to 9.5.

9.7 If statistical agreement is not obtained between the original and repeated measurements of slope distances, horizontal angles or vertical angles, then the reasons for such disagreement shall be determined, the cause eliminated and the tank calibration procedure repeated.

9.8 Carry out all measurements without interruption.

10 Tolerances

10.1 REFERENCE TARGET POINT: DISTANCE VERIFICATION

The slope distance to each of the reference target points before and after the tank calibration has been carried out shall be within ± 2 mm.

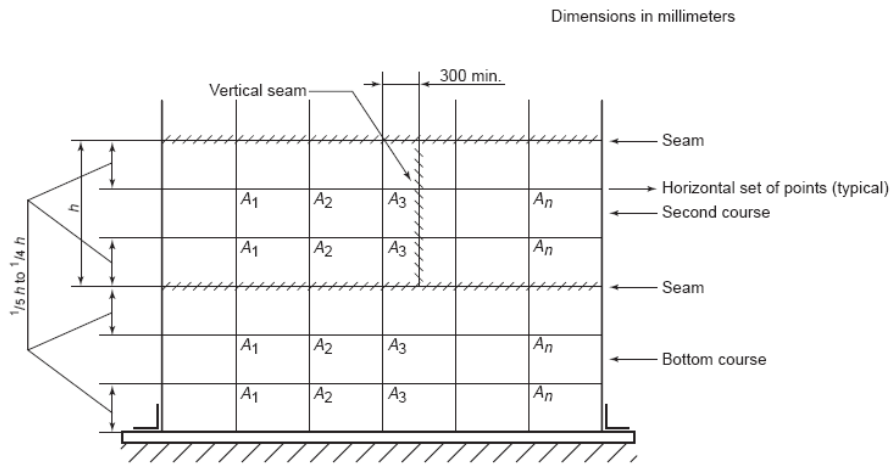
10.2 REFERENCE TARGET POINT: HORIZONTAL AND VERTICAL ANGLE VERIFICATION

The horizontal and vertical angle to each of the reference target points before and after the tank calibration has been carried out shall be within ± 0.001 gon.

11 Other Measurements

11.1 The tank bottom shall be calibrated by the liquid method in accordance with API Standard 2555, or by use of the electro-optical ranging instrument as a surveyor's level or by use of a surveyor's level in accordance with API *MPMS* Chapter 2.2A, or by use of water-filled tubes in accordance with API *MPMS* Chapter 2.2A.

11.2 The overall height of the reference point at each dip-hatch (upper reference point), if fitted, above the dip-point



h : Course height
 A_1 to A_n : Target point at any given height

Figure 1—Illustration of Target Positioning on Tank Shell Wall

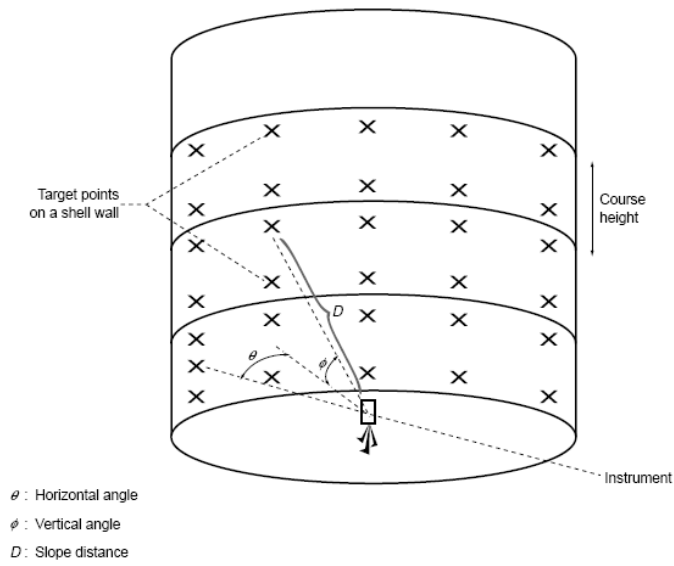


Figure 2—Illustration of Calibration Procedure

APPENDIX 8 — MANDATORY ROUNDED INDICATIONS CHARTS ACCEPTANCE STANDARD FOR RADIOGRAPHICALLY DETERMINED ROUNDED INDICATIONS IN WELDS

8-100 APPLICABILITY OF THESE STANDARDS

These standards are applicable to ferritic, austenitic, and nonferrous materials.

8-110 TERMINOLOGY

(a) *Rounded Indications.* Indications with a maximum length of three times the width or less on the radiograph are defined as rounded indications. These indications may be circular, elliptical, conical, or irregular in shape and may have tails. When evaluating the size of an indication, the tail shall be included. The indication may be from any source in the weld, such as porosity, slag, or tungsten.

(b) *Aligned Indications.* A sequence of four or more rounded indications shall be considered to be aligned when they touch a line parallel to the length of the weld drawn through the center of the two outer rounded indications.

(c) *Thickness t .* t is the thickness of the weld, excluding any allowable reinforcement. For a butt weld joining two members having different thicknesses at the weld, t is the thinner of these two thicknesses. If a full penetration weld includes a fillet weld, the thickness of the throat of the fillet shall be included in t .

8-120 ACCEPTANCE CRITERIA

(a) *Image Density.* Density within the image of the indication may vary and is not a criterion for acceptance or rejection.

(b) *Relevant Indications (See Table 8-1 for Examples).* Only those rounded indications which exceed the following dimensions shall be considered relevant:

- (1) $\frac{1}{10}t$ for t less than $\frac{1}{8}$ in. (3.2 mm);
- (2) $\frac{1}{64}$ in. (0.4 mm) for t $\frac{1}{8}$ in. (3.2 mm) to $\frac{1}{4}$ in. (6 mm), inclusive;
- (3) $\frac{1}{32}$ in. (0.8 mm) for t greater than $\frac{1}{4}$ in. (6 mm) to 2 in. (51 mm), inclusive;
- (4) $\frac{1}{16}$ in. (1.6 mm) for t greater than 2 in. (51 mm).

(c) *Maximum Size of Rounded Indications (See Table 8-1 for Examples).* The maximum permissible size of any indication shall be $\frac{1}{4}t$ or $\frac{5}{32}$ in. (4 mm), whichever is smaller, except that an isolated indication separated from an adjacent indication by 1 in. (25 mm) or more may be $\frac{1}{3}t$ or $\frac{1}{4}$ in. (6 mm), whichever is less. For t greater than 2 in. (51 mm), the maximum permissible size of an isolated indication shall be increased to $\frac{3}{8}$ in. (10 mm).

(d) *Aligned Rounded Indications.* Aligned rounded indications are acceptable when the summation of the diameters of the indications is less than t in a length of $12t$ (see Fig. 8-1). The length of groups of aligned rounded indications and the spacing between the groups shall meet the requirements of Fig. 8-2.

(e) *Spacing.* The distance between adjacent rounded indications is not a factor in determining acceptance or rejection, except as required for isolated indications or groups of aligned indications.

(f) *Rounded Indications Charts.* The rounded indications as determined from the radiographic film shall not exceed that shown in the charts.

The charts in Figs. 8-3 illustrate various types of assorted, randomly dispersed and clustered rounded indications for different weld thicknesses greater than

6-170

APPENDIX 6 — MANDATORY

6-180

$$K_{TS} = \frac{\text{Value of the ordinate at point A}}{\text{Value of the ordinate at point D}}$$

The component must, therefore, withstand a number of cycles at least equal to the number of design service cycles, while subjected to a cyclic test loading

$$P_T = K_{TS} \times \text{design service loading}$$

again adjusted as required, if a model is used.

(7) The values of K_s and K_n are the multiples of factors which account for the effects of size, surface finish, cyclic rate, temperature, and the number of replicate tests performed. They shall be determined as follows:

$$K_n = (K_s)^{4.3} \text{ but shall never be allowed to be less than 2.6}$$

$$K_s = K_{s\ell} \times K_{sf} \times K_{sc} \times K_{st} \times K_{ss} \text{ but shall never be allowed to be less than 1.25}$$

K_{sc} = factor for differences in design fatigue curves at various temperatures

$$= \frac{S_a N \text{ at } T_c}{S_a N \text{ at design temperature}} \times \frac{S_a 10^n \text{ at test temperature}}{S_a 10^n \text{ at } T_c} \text{ where}$$

$S_a 10^n = S_a$ from the applicable fatigue design curve at the maximum number of cycles defined on the curve

$T_c = 700^\circ\text{F}$ (371°C) for carbon and low alloy steels and 800°F (427°C) for austenitic stainless steels and nickel-chrome-iron alloy

$K_{s\ell}$ = factor for the effect of size on fatigue life

$$= 1.5 - 0.5 \left(\frac{LM}{LP} \right) \text{ where}$$

$$\left(\frac{LM}{LP} \right) = \text{the ratio of linear model size to prototype size}$$

K_{sf} = factor for the effect of surface finish

$$= 1.175 - 0.175 \left(\frac{SFM}{SFP} \right) \text{ where}$$

$$\left(\frac{SFM}{SFP} \right) = \text{the ratio of model surface finish to prototype surface finish expressed in microinches arithmetic average (AA)}$$

K_{st} = factor for the effect of test temperature

$$= \frac{S_a N \text{ at test temperature}}{S_a N \text{ at design temperature}} \text{ where}$$

$S_a N = S_a$ from applicable fatigue curve at N cycles

K_{ss} = factor for the statistical variation in test results

$$= 1.470 - 0.044 \times \text{number of replicate tests}$$

No value of $K_{s\ell}$, K_{sf} , K_{sc} , K_{st} , or K_{ss} less than 1.0 may be used in calculating K_s .

6-180 DETERMINATION OF FATIGUE STRENGTH REDUCTION FACTORS

Experimental determination of fatigue strength reduction factors shall be in accordance with the following procedures.

(a) The test part shall be fabricated from a material within the same P-Number grouping of QW/QB-422 of Section IX and shall be subjected to the same heat treatment as the component.

(b) The stress level in the specimen shall be such that the stress intensity does not exceed the limit prescribed by 4-134 and so that failure does not occur in less than 1,000 cycles.

(c) The configuration, surface finish, and stress state of the specimen shall closely simulate those expected in the components. In particular, the stress gradient shall not be more abrupt than that expected in the component.

(d) The cyclic rate shall be such that appreciable heating of the specimen does not occur.

(e) The fatigue strength reduction factor shall preferably be determined by performing tests on "notched" and "unnotched" specimens and calculated as the ratio of the "unnotched" stress to the "notched" stress for failure.

TABLE 8-1
(Examples Only)

Customary Units			
Thickness t , in.	Maximum Size of Acceptable Rounded Indications, in.		Maximum Size of Nonrelevant Indication, in.
	Random	Isolated	
Less than $\frac{1}{8}$	$\frac{1}{4}t$	$\frac{1}{3}t$	$\frac{1}{10}t$
$\frac{1}{8}$	0.031	0.042	0.015
$\frac{3}{16}$	0.047	0.063	0.015
$\frac{1}{4}$	0.063	0.083	0.015
$\frac{5}{16}$	0.078	0.104	0.031
$\frac{3}{8}$	0.091	0.125	0.031
$\frac{7}{16}$	0.109	0.146	0.031
$\frac{1}{2}$	0.125	0.168	0.031
$\frac{9}{16}$	0.142	0.188	0.031
$\frac{5}{8}$	0.156	0.210	0.031
$\frac{11}{16}$	0.156	0.230	0.031
$\frac{3}{4}$ to 2, incl.	0.156	0.250	0.031
Over 2	0.156	0.375	0.063
SI Units			
Thickness t , mm	Maximum Size of Acceptable Rounded Indications, mm		Maximum Size of Nonrelevant Indication, mm
	Random	Isolated	
Less than 3.2	$\frac{1}{4}t$	$\frac{1}{3}t$	$\frac{1}{10}t$
3.2	0.79	1.07	0.38
4.8	1.19	1.60	0.38
6.4	1.60	2.11	0.38
7.9	1.98	2.64	0.79
9.5	2.31	3.18	0.79
11.1	2.77	3.71	0.79
12.7	3.18	4.27	0.79
14.3	3.61	4.78	0.79
15.9	3.96	5.33	0.79
17.5	3.96	5.84	0.79
19.1 to 50.8, incl.	3.96	6.35	0.79
Over 50.8	3.96	9.53	1.60

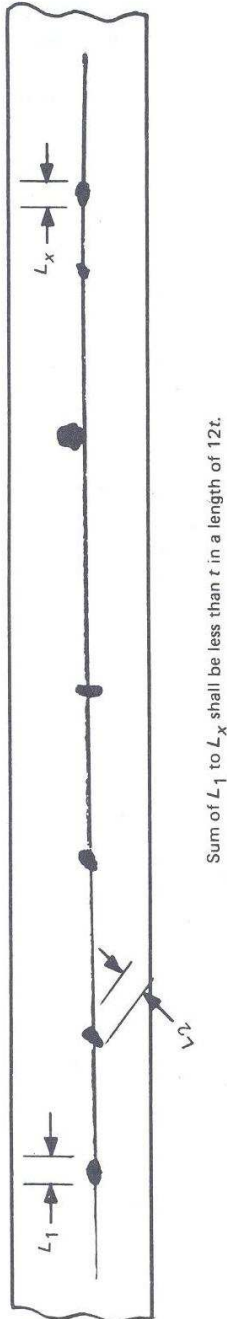
$\frac{1}{8}$ in. (3.2 mm). These charts represent the maximum acceptable concentration limits for rounded indications.

The chart for each thickness range represents full-scale 6 in. (152 mm) radiographs, and shall not be enlarged or reduced. The distributions shown are not necessarily the patterns that may appear on the radiograph, but are typical of the concentration and size of indications permitted.

(g) *Weld Thickness t Less Than $\frac{1}{8}$ in. (3.2 mm).* For t less than $\frac{1}{8}$ in. (3.2 mm), the maximum number of rounded indications shall not exceed 12 in a 6 in. (152 mm) length of weld. A proportionally fewer number of indications shall be permitted in welds less than 6 in. (152 mm) in length.

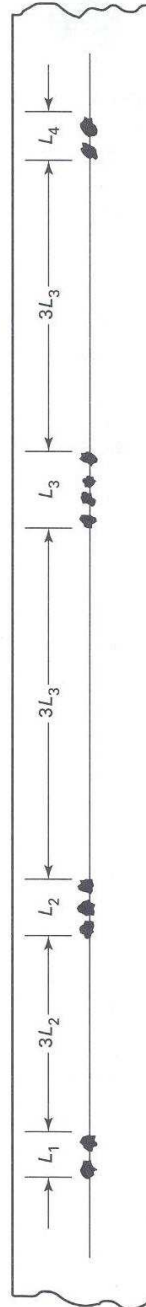
(h) *Clustered Indications.* The illustrations for clustered indications show up to four times as many indications in a local area as that shown in the illustrations for random indications. The length of an acceptable cluster shall not exceed the lesser of 1 in. (25 mm) or $2t$. Where more than one cluster is present, the sum of the lengths of the clusters shall not exceed 1 in. (25 mm) in a 6 in. (152 mm) length of weld.

Fig. 8-1



2001 SECTION VIII — DIVISION 2

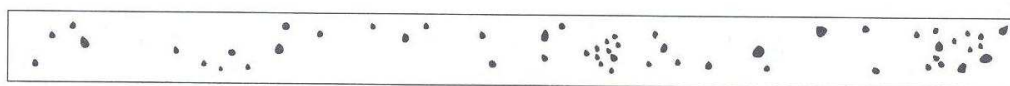
FIG. 8-1 ALIGNED ROUNDED INDICATIONS



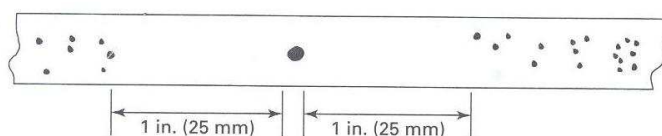
The sum of the group lengths shall be less than t in a length of $12t$.

Maximum Group Length	Minimum Group Spacing
$L = 1/4$ in. (6 mm) for $t < 3/4$ in. (19 mm)	$3L$, where L is the length of the longest adjacent group being evaluated
$L = 1/3 t$ for $3/4$ in. (19 mm) $\leq t \leq 2 1/4$ in. (57 mm)	
$L = 3/4$ in. (19 mm) for $t > 2 1/4$ in. (57 mm)	

FIG. 8-2 GROUPS OF ALIGNED ROUNDED INDICATIONS



(a) Random Rounded Indications [Note (1)]



(b) Isolated Indication [Note (2)]



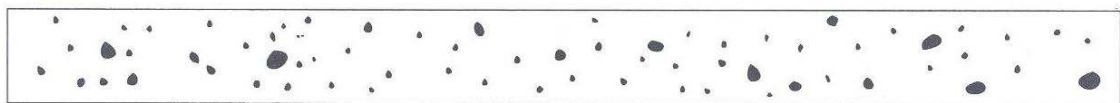
(c) Cluster

NOTES:

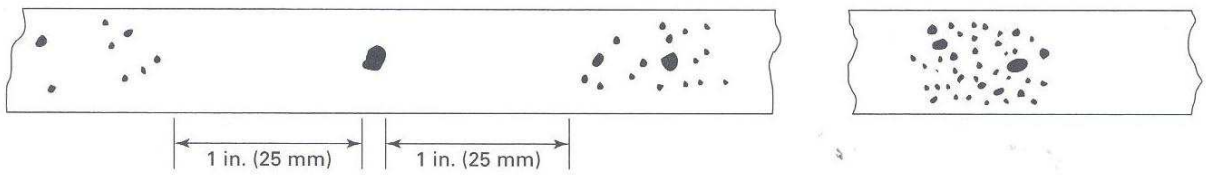
(1) Typical concentration and size permitted in any 6 in. (152 mm) length of weld.

(2) Maximum size per Table 8-1.

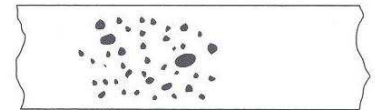
FIG. 8-3.1 CHARTS FOR $t \frac{1}{8}$ in. (3.2 mm) TO $\frac{1}{4}$ in. (6 mm), INCLUSIVE



(a) Random Rounded Indications [Note (1)]



(b) Isolated Indication [Note (2)]



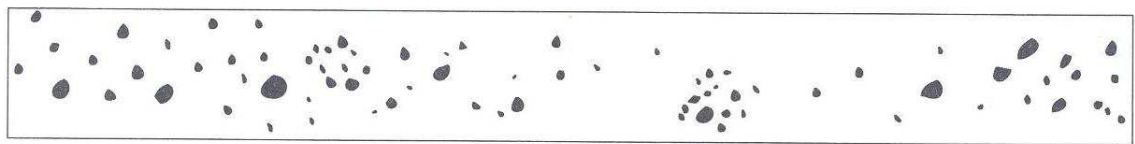
(c) Cluster

NOTES:

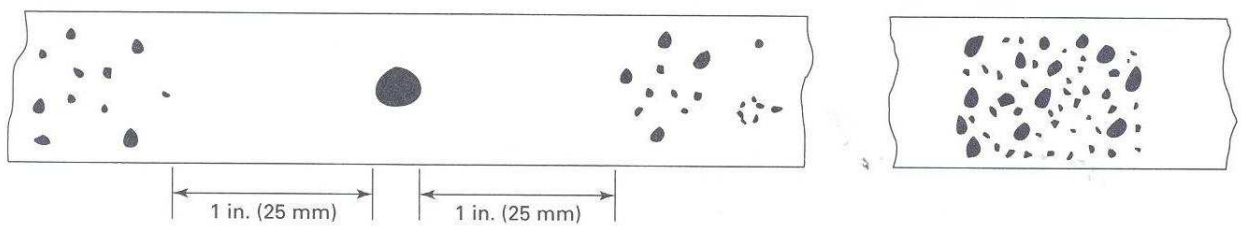
(1) Typical concentration and size permitted in any 6 in. (152 mm) length of weld.

(2) Maximum size per Table 8-1.

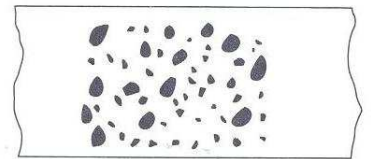
FIG. 8-3.2 CHARTS FOR t OVER $\frac{1}{4}$ in. (6 mm) TO $\frac{3}{8}$ in. (10 mm), INCLUSIVE



(a) Random Rounded Indications [Note (1)]



(b) Isolated Indication [Note (2)]

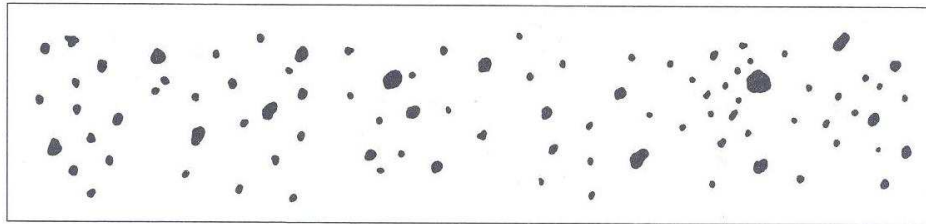


(c) Cluster

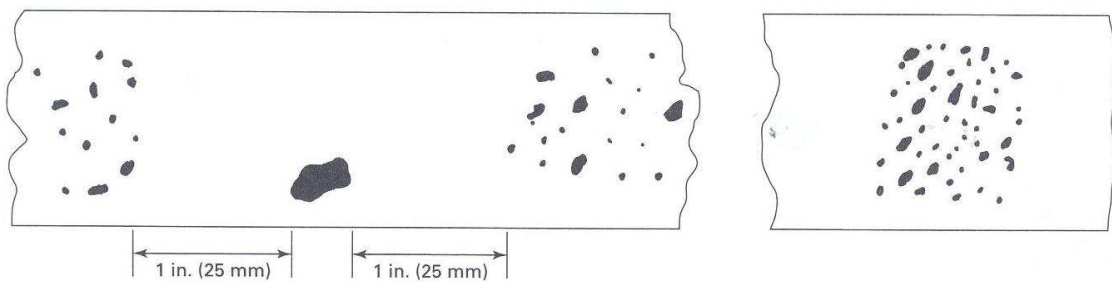
NOTES:

- (1) Typical concentration and size permitted in any 6 in. (152 mm) length of weld.
 (2) Maximum size per Table 8-1.

FIG. 8-3.3 CHARTS FOR t OVER $\frac{3}{8}$ in. (10 mm) TO $\frac{3}{4}$ in. (19 mm), INCLUSIVE



(a) Random Rounded Indications [Note (1)]



(b) Isolated Indication [Note (2)]

(c) Cluster

NOTES:

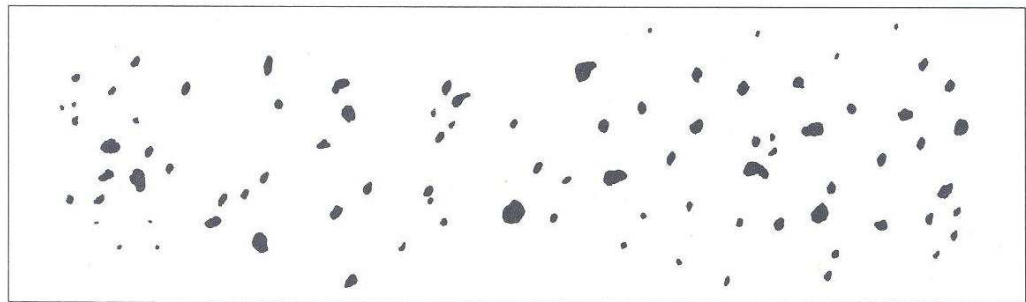
(1) Typical concentration and size permitted in any 6 in. (152 mm) length of weld.

(2) Maximum size per Table 8-1.

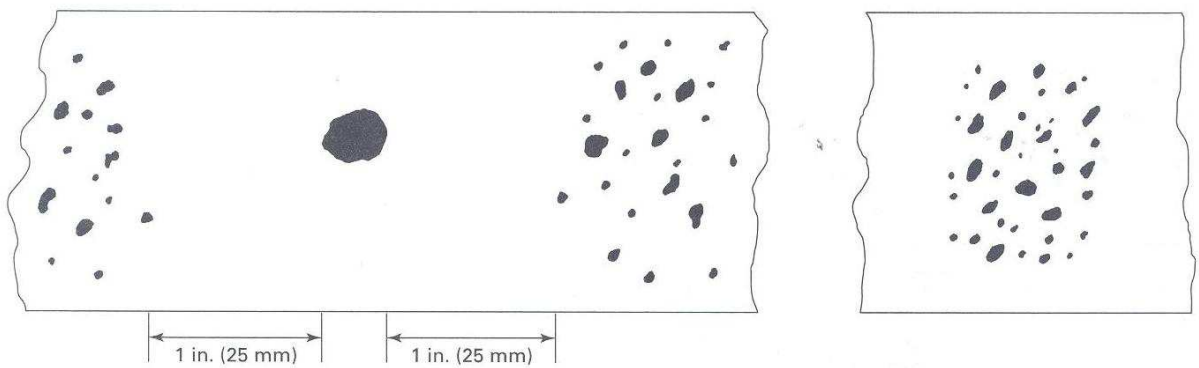
FIG. 8-3.5 CHARTS FOR t OVER 2 in. (51 mm) TO 4 in. (102 mm), INCLUSIVE

Fig. 8-3.6

2001 SECTION VIII — DIVISION 2



(a) Random Rounded Indications [Note (1)]



(b) Isolated Indication [Note (2)]


(c) Cluster

NOTES:

- (1) Typical concentration and size permitted in any 6 in. (152 mm) length of weld.
 (2) Maximum size per Table 8-1.

FIG. 8-3.6 CHARTS FOR t OVER 4 in. (102 mm)

ANEXO C
FORMULARIO DE LA DIRECCION NACIONAL DE
HIDROCARBUROS

 Ministerio de Energía y Minas <small>República del Ecuador</small>		DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE FORMULARIO PARA LA APROBACION DE OPERACION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFERICOS DINH-006-A1/0102 No. _____	
DATOS DE LA SOLICITUD			
NUMERO DE DOCUMENTO		FECHA DE DOCUMENTO	
IDENTIFICACION LOCAL			
DATOS DE IDENTIFICACION DE LA CONSTRUCTORA			
RUC		RUC	
DATOS DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO			
IDENTIFICACION	IDENTIFICACION	IDENTIFICACION	IDENTIFICACION
TPO DE TANQUE	PRODUCO O ALMACENA	TPO DE FONDOS	
LEI DEL TANQUE	CANTIDAD DE TANQUES		
TPO DE MATERIAL			
CARACTERISTICAS TECNICAS		LOCALIZACION	
DIAMETRO NOMINAL	SI UNIDOMINAL	CENTRO DE ALMACENAMIENTO	
DIAMETRO OPERATIVO	SI UNIDOMINAL	CANTIDAD	
NUMERO DE ALIJOS		LONGITUD	
Alijos 1 2 3 4 5 6 7 8			
APROBACION DE OPERACION PRUEBAS REALIZADAS			
PRUEBA DE VACIO	SI	NO	
PRUEBA DE FUGAS DE GAS	SI	NO	
PRUEBA DE VENTILACION	SI	NO	
PRUEBA DE INERTOS	SI	NO	
PRUEBA DE HIDROGENO	SI	NO	
PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DE GAS	SI	NO	
OTRAS PRUEBAS (Especificar)	SI	NO	
CONFORMIDAD TECNICA	VALOR		COMENTARIO

NOMBRE _____ FIRMA _____ REPRESENTANTE DE LA CONSTRUCTORA	NOMBRE _____ FIRMA _____ No. REGISTRO C.A.M. Y R. _____ TECNICO RESPONSABLE P
---	--

RESOLUCION DE LA DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS	
LUGAR DEL ESTUDIO TECNICO REALIZADO A LA PRESENTE SOLICITUD, SE RECOMIENDA:	
APROBAR <input type="checkbox"/>	CON LAS SIGUIENTES RECOMENDACIONES TECNICAS:
NEGAR <input type="checkbox"/>	POR LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES TECNICAS:
NOMBRE _____ FIRMA _____ TECNICO DIN	NOMBRE _____ FIRMA _____ TECNICO DIN
VISTO EL INFORME ANTERIOR EL DIRECTOR NACIONAL DE HIDROCARBUROS O SU DELEGADO RESUELVE:	
APROBAR <input type="checkbox"/>	CON LAS RECOMENDACIONES TECNICAS DETALLADAS
NEGAR <input type="checkbox"/>	
NOMBRE _____ FIRMA _____ FECHA _____	
APROBACION No. _____	

ANEXO D
INFORME DE LA INSPECTORA PETROCHEK

**PETROCHECK**

SERVICES Cía. Ltda.

Quito - Ecuador

REPORTE DE INSPECCION TECNICA

***“CANADA GRANDE”
CAMPO PACOA BLOQUE # 1***

- ESTACION CENTRAL***
- TANQUE ESTACIONARIO N° 1062***
- CRUDO***

***CRITERIOS, CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES***

ENERO - 2005

**PETROCHECK**



**CRITERIOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
 DE LA INSPECCION VISUAL Y MEDICION DE ESPESORES
 DEL BLOQUE # 1 CAMPO PACOA DE LA "ESTACION CENTRAL", TANQUE
 ESTACIONARIO No. "1062" DE CRUDO, COMPAÑIA CANADA GRANDE**

Como resultado de los trabajos de inspección visual y medición de espesores, del cuerpo cilíndrico y casquetes, del **TANQUE ESTACIONARIO No. "1062"** propiedad de CANADA GRANDE Cia Ltda, de 500 Bls. de capacidad, que opera almacenando crudo, trabajos realizados en el mes de enero 20 del 2005, se desprenden las siguientes observaciones:

1. De la inspección visual, el cuerpo cilíndrico vertical y casquetes no presentan deformaciones producto de golpes accidentales, como tampoco signos de severa corrosión externa.

Se procedió a medir los espesores en las zonas indicadas en los diagramas correspondientes, a fin de determinar el espesor remanente de sus partes componentes.

2. La información técnica del tanque que se indica en el presente reporte fue obtenida de los resultados de la inspección técnica ejecutado sobre este tanque en enero 20 del 2005.
3. Los cálculos del espesor mínimo se realizaron sobre la base de una presión de 5 PSIG, equivalentes a la columna hidrostática, más la presión de vapor del fluido, tomando en consideración que según las normas correspondientes, alternativamente se puede realizar una prueba neumática a 2 PSIG, para comprobar hermeticidad. Además, analizando las condiciones operativas del tanque, se utilizó un alto factor de seguridad. Con estos datos el espesor mínimo calculado es de 1,5 mm.
4. El valor calculado anteriormente fue contrastado con lo establecido en la norma API 653, la misma que establece que posterior a una inspección el espesor mínimo para las paredes de un recipiente es de 2.5 mm, valor con el cual procedemos a realizar los cálculos de vida útil remanente.
5. En caso de encontrar novedades, las normas correspondientes de inspección, mantenimiento y reparación de tanques, disponen una serie de trabajos para la continuación en el servicio del tanque, los mismos que deben ser ejecutados.

Con estas consideraciones, a continuación exponemos las conclusiones del trabajo de medición de espesores, para cada una de las partes inspeccionadas del tanque estacionario fijo No. "1062" propiedad de CANADA GRANDE Cia Ltda:

CUERPO CILINDRICO.- Se tomaron un total de 104 puntos en esta zona, numerados conforme se observa en la tabla de espesores y gráficos correspondientes. Cabe indicar que los puntos medidos presentan una vida útil superior a los 15 años. En resumen, esta parte presenta los siguientes promedios:

Un promedio general de 5.01 mm. y un valor mínimo puntual de 4.81 mm. La velocidad de corrosión promedio es de aproximadamente 0.09 MM/año, lo que representa una vida útil estimada superior a los 15 años.

CASQUETE SUPERIOR TECHO CONICO.- Se tomaron en total 15 puntos en esta zona.



PETROCHECK



PETROCHECK

SERVICES Cía. Ltda.

Quito - Ecuador

2

numerados conforme se observa en la tabla de espesores y gráficos correspondientes. En resumen, esta zona presenta los siguientes promedios:

Un promedio general de 5.37 mm. y un valor mínimo de 4.99 mm. La velocidad de corrosión promedio es de aproximadamente 0.01 MM/año, lo que representa una vida útil estimada superior a los 15 años.

PRUEBA HIDROSTÁTICA.- Es importante indicar que, este tanque al haber sido calibrado volumétricamente debió cumplir satisfactoriamente la prueba de presión hidrostática.

Cabe indicar que en la prueba de presión hidrostática se procede a comprobar la hermeticidad entre estas zonas.

CONCLUSIONES

Conforme los resultados de los trabajos de inspección, el tanque estacionario No. "1062", que opera almacenando CRUDO en la "ESTACION CENTRAL", ubicado en la Provincia de Guayas, Cantón Santa Elena, Parroquia Santa Elena, Bloque # 1 del Campo Pacoa, propiedad de CANADA GRANDE Cia Ltda., presenta actualmente en el cuerpo espesores que se encuentran por encima del límite establecido en este reporte, dando como resultado una vida útil estimada superior a los 15 años. Cabe señalar que el tanque se encuentra en perfectas condiciones.

RECOMENDACIONES

El tanque estacionario No. "1062", que opera almacenando CRUDO en la "ESTACION CENTRAL", ubicado en la Provincia de Guayas, Cantón Santa Elena, Parroquia Santa Elena, Bloque # 1 del Campo Pacoa, propiedad de CANADA GRANDE Cia Ltda., puede continuar realizando las operaciones de almacenamiento de combustible en las condiciones propuestas en este reporte.

Se recomienda realizar una nueva inspección con medición de espesores después del lapso de **DOS AÑOS**, según lo establecen las normas correspondientes.

Elaborado por:

Ing. Rommel Tapia Ochoa
PETROCHECK SERVICES



PETROCHECK



PETROCHECK

SERVICES Cía. Ltda.

TABLA DE ESPESORES MEDIDOS

Quito - Ecuador

CAMPO PACOA ESTACION CENTRAL TQ N°- 1062 "CRUDO"

FECHA : ENE- 20 - 2005
 PROPIETARIO: CANADA GRANDE
 CAPACIDAD: 500 BLS
 AÑO DE FABRICACION: 1994

ZONA INSPECCIONADA : CUERPO (VER ESQUEMA)

POSICION (VER) (ESQUEMA)	ESPEJOR ENE- 20 - 2005 (MM)	ESPEJOR 1994 (MM)	ESP. MIN. SEGUN API 653 (MM)	VELOCIDAD CORROSION (MM/AÑO)	VIDA UTIL (AÑOS)
1	4,93	6,00	2,50	0,097	>15 AÑOS
2	4,89	6,00	2,50	0,101	>15 AÑOS
3	4,89	6,00	2,50	0,101	>15 AÑOS
4	5,2	6,00	2,50	0,073	>15 AÑOS
5	4,83	6,00	2,50	0,106	>15 AÑOS
6	5,22	6,00	2,50	0,071	>15 AÑOS
7	5,08	6,00	2,50	0,084	>15 AÑOS
8	4,9	6,00	2,50	0,100	>15 AÑOS
9	4,87	6,00	2,50	0,103	>15 AÑOS
10	5,11	6,00	2,50	0,081	>15 AÑOS
11	4,91	6,00	2,50	0,099	>15 AÑOS
12	4,85	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
13	5,1	6,00	2,50	0,082	>15 AÑOS
14	5,08	6,00	2,50	0,084	>15 AÑOS
15	5,1	6,00	2,50	0,082	>15 AÑOS
16	4,89	6,00	2,50	0,101	>15 AÑOS
17	5,1	6,00	2,50	0,082	>15 AÑOS
18	5,15	6,00	2,50	0,077	>15 AÑOS
19	5,23	6,00	2,50	0,070	>15 AÑOS
20	5,1	6,00	2,50	0,082	>15 AÑOS
21	4,93	6,00	2,50	0,097	>15 AÑOS
22	4,86	6,00	2,50	0,104	>15 AÑOS
23	4,83	6,00	2,50	0,106	>15 AÑOS
24	4,9	6,00	2,50	0,100	>15 AÑOS
25	4,91	6,00	2,50	0,099	>15 AÑOS
26	5,05	6,00	2,50	0,086	>15 AÑOS
27	4,85	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
28	5,31	6,00	2,50	0,063	>15 AÑOS
29	5,31	6,00	2,50	0,063	>15 AÑOS
30	4,98	6,00	2,50	0,093	>15 AÑOS
31	4,91	6,00	2,50	0,099	>15 AÑOS
32	4,89	6,00	2,50	0,101	>15 AÑOS
33	4,9	6,00	2,50	0,100	>15 AÑOS
34	5,15	6,00	2,50	0,077	>15 AÑOS
35	5,17	6,00	2,50	0,075	>15 AÑOS
36	4,85	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
37	5,18	6,00	2,50	0,075	>15 AÑOS
38	4,84	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
39	4,83	6,00	2,50	0,106	>15 AÑOS
40	5,22	6,00	2,50	0,071	>15 AÑOS
41	5,5	6,00	2,50	0,045	>15 AÑOS
42	5,18	6,00	2,50	0,075	>15 AÑOS
43	4,85	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
44	4,85	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
45	5,01	6,00	2,50	0,090	>15 AÑOS
46	5,16	6,00	2,50	0,076	>15 AÑOS
47	5,18	6,00	2,50	0,075	>15 AÑOS
48	4,91	6,00	2,50	0,099	>15 AÑOS
49	5,1	6,00	2,50	0,082	>15 AÑOS
50	4,91	6,00	2,50	0,099	>15 AÑOS
51	5,1	6,00	2,50	0,082	>15 AÑOS
52	5,01	6,00	2,50	0,090	>15 AÑOS
53	5,16	6,00	2,50	0,076	>15 AÑOS
54	5,18	6,00	2,50	0,075	>15 AÑOS





PETROCHECK

Quito - Ecuador

SERVICES Cía. Ltda. TABLA DE ESPESORES MEDIDOS

CAMPO PACOA ESTACION CENTRAL TQ N°- 1062 "CRUDO"

FECHA : ENE- 20 - 2005
 PROPIETARIO: CANADA GRANDE
 CAPACIDAD: 500 BLS
 AÑO DE FABRICACION: 1994

ZONA INSPECCIONADA : CUERPO (VER ESQUEMA)

POSICION (VER) (ESQUEMA)	ESPEJOR ENE- 20 - 2005 (MM)	ESPEJOR 1994 (MM)	ESP. MIN. SEGUN API 653 (MM)	VELOCIDAD CORROSION (MM/AÑO)	VIDA UTIL (AÑOS)
55	4,85	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
56	4,98	6,00	2,50	0,093	>15 AÑOS
57	5,08	6,00	2,50	0,084	>15 AÑOS
58	5,1	6,00	2,50	0,082	>15 AÑOS
59	5,16	6,00	2,50	0,076	>15 AÑOS
60	5,31	6,00	2,50	0,063	>15 AÑOS
61	4,85	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
62	5,18	6,00	2,50	0,075	>15 AÑOS
63	4,81	6,00	2,50	0,108	>15 AÑOS
64	4,85	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
65	4,91	6,00	2,50	0,099	>15 AÑOS
66	4,85	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
67	5,22	6,00	2,50	0,071	>15 AÑOS
68	5,18	6,00	2,50	0,075	>15 AÑOS
69	4,83	6,00	2,50	0,106	>15 AÑOS
70	4,9	6,00	2,50	0,100	>15 AÑOS
71	5,05	6,00	2,50	0,086	>15 AÑOS
72	5,11	6,00	2,50	0,081	>15 AÑOS
73	4,87	6,00	2,50	0,103	>15 AÑOS
74	4,9	6,00	2,50	0,100	>15 AÑOS
75	4,91	6,00	2,50	0,099	>15 AÑOS
76	4,84	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
77	4,98	6,00	2,50	0,093	>15 AÑOS
78	4,98	6,00	2,50	0,093	>15 AÑOS
79	4,87	6,00	2,50	0,103	>15 AÑOS
80	4,83	6,00	2,50	0,106	>15 AÑOS
81	4,9	6,00	2,50	0,100	>15 AÑOS
82	4,85	6,00	2,50	0,105	>15 AÑOS
83	4,86	6,00	2,50	0,104	>15 AÑOS
84	5,08	6,00	2,50	0,084	>15 AÑOS
85	5,23	6,00	2,50	0,070	>15 AÑOS
86	5,22	6,00	2,50	0,071	>15 AÑOS
87	4,93	6,00	2,50	0,097	>15 AÑOS
88	5,15	6,00	2,50	0,077	>15 AÑOS
89	4,9	6,00	2,50	0,100	>15 AÑOS
90	5,1	6,00	2,50	0,082	>15 AÑOS
91	4,83	6,00	2,50	0,106	>15 AÑOS
92	5,2	6,00	2,50	0,073	>15 AÑOS
93	5,23	6,00	2,50	0,070	>15 AÑOS
94	4,89	6,00	2,50	0,101	>15 AÑOS
95	4,91	6,00	2,50	0,099	>15 AÑOS
96	4,98	6,00	2,50	0,093	>15 AÑOS
97	4,97	6,00	2,50	0,094	>15 AÑOS
98	4,93	6,00	2,50	0,097	>15 AÑOS
99	4,89	6,00	2,50	0,101	>15 AÑOS
100	4,88	6,00	2,50	0,102	>15 AÑOS
101	5,07	6,00	2,50	0,085	>15 AÑOS
102	4,94	6,00	2,50	0,096	>15 AÑOS
103	5,03	6,00	2,50	0,088	>15 AÑOS
104	4,9	6,00	2,50	0,100	>15 AÑOS
MINIMO	4,81	6,00	MAXIMO	0,11	
PROMEDIO	5,01	24,93	PROMEDIO	0,09	




PETROCHECK
SERVICES Cía. Ltda.

Quito - Ecuador

CAMPO PACOA ESTACION CENTRAL
"TQ N° 1062"

PROPIETARIO: CANADA GRANDE
 AÑO DE FAB: 1994
 CAPACIDAD: 500 BLS
 FECHA INSP: 20 DE ENERO DEL 2005.

CUERPO DEL TANQUE

1°	2°	5°	6°	9°	10°	13°	15°	16°	19°	20°	23°	24°
3°	4°	7°	8°	11°	12°	14°	17°	18°	21°	22°	25°	26°
27°	28°	31°	32°	35°	37°	38°	41°	42°	45°	46°	49°	50°
29°	30°	33°	34°	36°	39°	40°	43°	44°	47°	48°	51°	52°
53°	54°	57°	58°	61°	62°	65°	67°	68°	71°	72°	75°	76°
55°	56°	59°	60°	63°	64°	66°	69°	70°	73°	74°	77°	78°
79°	80°	83°	84°	87°	89°	90°	93°	94°	97°	98°	101°	102°
81°	82°	85°	86°	88°	91°	92°	95°	96°	99°	100°	103°	104°





PETROCHECK

SERVICES Cia. Ltda.

Quito - Ecuador

TABLA DE ESPESORES MEDIDOS CAMPO PACOA ESTACION CENTRAL TQ N°- 1062 "CRUDO"

FECHA : ENE- 20 - 2005
 PROPIETARIO: CANADA GRANDE
 CAPACIDAD: 500 GLS
 AÑO DE FABRICACION: 1994

ZONA INSPECCIONADA : CASQUETE SUPERIOR TECHO CONICO (VER ESQUEMA)

POSICION (VER) (ESQUEMA)	ESPEJOR ENE- 20 - 2005 (MM)	ESPEJOR 1994 (MM)	ESP. MIN. SEGUN API 653 (MM)	VELOCIDAD CORROSION (MM/AÑO)	VIDA UTIL (AÑOS)
1	5,00	5,25	2,00	0,023	>15 AÑOS
2	5,04	5,25	2,00	0,019	>15 AÑOS
3	5,18	5,25	2,00	0,006	>15 AÑOS
4	5,09	5,25	2,00	0,015	>15 AÑOS
5	5,10	5,25	2,00	0,014	>15 AÑOS
6	5,09	5,25	2,00	0,015	>15 AÑOS
7	5,15	5,25	2,00	0,009	>15 AÑOS
8	9,34	5,25	2,00	0,000	>15 AÑOS
9	5,19	5,25	2,00	0,005	>15 AÑOS
10	5,02	5,25	2,00	0,021	>15 AÑOS
11	4,99	5,25	2,00	0,024	>15 AÑOS
12	5,23	5,25	2,00	0,002	>15 AÑOS
13	5,04	5,25	2,00	0,019	>15 AÑOS
14	5,05	5,25	2,00	0,018	>15 AÑOS
15	5,01	5,25	2,00	0,022	>15 AÑOS
MINIMO	4,99	5,25	MAXIMO	0,02	
PROMEDIO	5,37	5,25	PROMEDIO	0,01	

PROMEDIO DE MEDICION DE ESPESORES

# ENVOLVENTE	ESPEJOR (MM)	OBSERVACIONES
1	4,97	
2	5,01	
3	4,99	
4	5,05	
CASQ. TECHO	5,37	



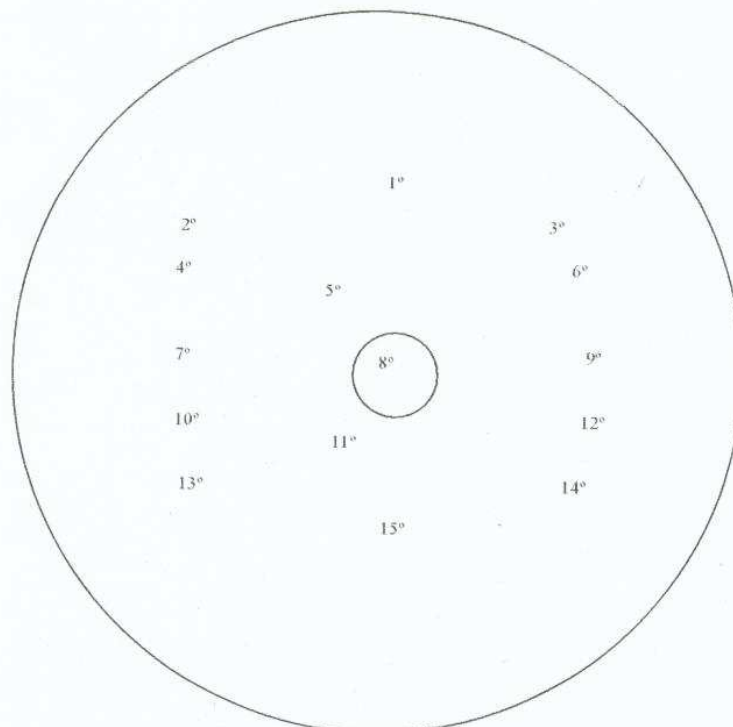
**PETROCHECK**

SERVICES Cia. Ltda.

Quito - Ecuador

CAMPO PACOA ESTACION CENTRAL**"TQ N° 1062"**

PROPIETARIO: CANADA GRANDE
AÑO DE FAB: 1994
CAPACIDAD: 500 BLS
FECHA INSP: 20 DE ENERO DEL 2005.

CASQUETE SUPERIOR TECHO CONICO



PETROCHECK

SERVICES Cía. Ltda.

Quito - Ecuador

REPORTE DE INSPECCION DE TANQUES ESTACIONARIO			
CAMPO PACOA ESTACION CENTRAL TQ N°- 1062 "CRUDO"			
DATOS GENERALES		DATOS DEL TANQUE	
PRODUCTO:	CRUDO	No. DE COMPARTIMIENTOS:	1
PROPIETARIO:	CANADA GRANDE	FECHA DE CONSTRUCCION:	1994
CAPACIDAD TOTAL: (GLS)	500	TIPO DE MATERIAL:	ACERO A-36
ALTURA TANQUE: (M)	5	ESPESOR DE PLANCHA (CONST) "MM"	6,00
LUGAR DE INSPECCION:	SAN PABLO - LIBERTAD	PRESION DE TRABAJO:	ATMOSFERICA
FECHA DE INSPECCION:	ENE- 20 - 2005	TEMPERATURA DE TRABAJO: (° C)	25
ESPEORES PROMEDIOS (ENVOLVENTE)		OBSERVACIONES	
1	4,97	MM	
2	5,01	MM	
3	4,99	MM	
4	5,05	MM	
CASQ. TECHO	5,37	MM	
INSPECCION VISUAL EXTERNO			
	SI	NO	OBRSERVACIONES
ABOLLADURAS		X	
HUNDIMIENTOS		X	
FISURAS		X	
CORROSION		X	
PINTURA			ACEPTABLE
OTROS			
COMPANIA INSPECTORA	PETROCHECK		
NOMBRE DEL INSPECTOR:	JUAN ALBERTO CONDOR	FUNCIONARIO	D.N.H.
FIRMA:		FIRMA:	
FECHA:	ENE- 20 - 2005	FECHA:	



PETROCHECK



PETROCHECK

SERVICIOS Cía. Ltda.

Quito - Ecuador

CERTIFICACION PCK.CV.CD.05/0105

**VERTICALIDAD Y REDONDEZ TANQUE No. 1062
CAMPO PACOA ESTACION CENTRAL**

PROPIETARIO:	CANADA GRANDE
AÑO DE FAB:	1994
CAPACIDAD:	500 BLS. CILÍNDRICO VERTICAL, TECHO FIJO
FECHA INSP:	2 DE SEPTIEMBRE DEL 2005.
NOMBRE DEL EQUIPO:	TQ N° 1062
TIPO DE INSPECCION:	VERTICALIDAD Y REDONDEZ
NORMAS DE REFERENCIA:	API 650 – API 653

Procedimiento utilizado: Para el desarrollo del trabajo se utilizó una estación electrónica total marca Zeiss Elta C30, con una precisión de 3 seg., y los accesorios respectivos como: bastones, prismas, tripodes, flexómetros, etc.. Con este equipo se procedió a tomar lecturas suficientes de diámetros, radios y perímetros de los siguientes componentes del tanque: altura, áreas de la base, distancia entre sus centros y verticalidad del tanque. Los datos de campo obtenidos se pueden observar en el Cuadro No.1 adjunto.

Resultados de la Inspección:

De las mediciones de campo, para este tanque se establece que la inclinación presenta una desviación de 6,04 cm con respecto a lo establecido por la norma API 650.

Con respecto a la redondez, conforme los resultados de los diámetros medidos, este parámetro no tiene ninguna desviación con respecto a lo establecido por la norma API 650. Estos resultados pueden observarse en el Cuadro No. 2 adjunto.

Conclusiones:

Para el caso del Tanque Estacionario N° 1062, de crudo, de la Estación Central los resultados con respecto a la verticalidad, se tiene una pequeña desviación con respecto a la norma de referencia API 650 (Numeral 5.5.2.) para la construcción de tanques. Sin embargo, con respecto a la norma API 653 (Numeral 8.5.2.) de Inspección, se encuentra dentro de la tolerancia establecida. Por lo tanto, a criterio de la Inspector, estos resultados no representan problema alguno para la continuación de la operación de este tanque.

Para el parámetro de redondez no existe ninguna desviación con respecto a lo indicado en las Normas de referencia

Recomendaciones:

El Tanque Estacionario N° 1062, propiedad de Canadá Grande, ubicado en San Pablo, Campo PACOA, Península de Santa Elena, que tiene más de 10 años de operación y que conforme a los resultados de la actual inspección, se recomienda realizar un seguimiento de la verticalidad después de un lapso de **SEIS MESES**, con el fin de monitorear el avance de este parámetro.

Elaborado por:

Ing. Rommel Tapia Ochoa, M.Sc.

GERENTE GENERAL





PETROCHECK

SERVICES Cía. Ltda.

Quito - Ecuador

PETROCHECK SERVICES CIA LTDA								
HOJA DE DATOS DE CAMPO								
PETROLERA CANADA GRANDE CAMPO PACOA								
ESTACION - SUR								
TANQUE			DIMENSIONES					
ORDEN	CODIGO	ALTURA	RADIO	DIAMETRO	PERIMETRO	AREA (m2)		
TANQUE A	1067	4,916	2,3825	4,7649	14,9695	17,8322		
TANQUE B	1066	4,923	2,3825	4,7649	14,9695	17,8322		
TANQUE C	1113	4,904	2,3825	4,7649	14,9625	17,8322		
TANQUE D	1114	4,902	2,3797	4,7594	14,9522	17,7909		
DATOS DE VERTICALIDAD								
PUNTOS	ESTACION 1 (E1)			VERTICAL	ESTACION 2 (E2)			
VERTICAL	INFERIOR	SUPERIOR	DIFERENCIA	CM	INFERIOR	SUPERIOR	DIFERENCIA	VERTICAL
TAN A - 1	20° 10' 54"	20° 09' 54"	00° 01' 00"	-0,10				
TAN A - 2	00° 00' 00"	00° 07' 08"	00° 07' 00"	3,00				
TAN B - 3	00° 00' 00"	00° 05' 58"	00° 05' 58"	4,20				
TAN B - 4	11° 55' 19"	11° 59' 59"	00° 04' 40"	2,70				
TAN C - 5					24° 30' 36"	24° 36' 48"	00° 06' 12"	2,50
TAN C - 6					00° 00' 00"	00° 07' 50"	00° 07' 50"	3,00
TAN D - 7	00° 00' 00"	359° 54' 12"	00° 05' 48"	-3,80				
TAN D - 8	11° 23' 22"	11° 18' 22"	00° 05' 00"	-3,50				
ESTACION - CENTRAL								
TANQUE			DIMENSIONES					
ORDEN	CODIGO	ALTURA	RADIO	DIAMETRO	PERIMETRO	AREA (m2)		
TANQUE E	1060	4,913	2,3998	4,7995	15,0781	18,0918		
TANQUE F	1062	4,922	2,3800	4,7659	14,9726	17,8397		
TANQUE G	1063	4,935	2,3823	4,7647	14,9686	17,8301		
TANQUE H	1061	4,923	2,3876	4,7753	15,002	17,9097		
DATOS DE VERTICALIDAD								
PUNTOS	ESTACION 3 (E3)			VERTICAL	ESTACION 4 (E4)			
VERTICAL	INFERIOR	SUPERIOR	DIFERENCIA	CM	INFERIOR	SUPERIOR	DIFERENCIA	VERTICAL
TAN E - 1	00° 00' 00"	359° 44' 20"	00° 05' 40"	-4,80				
TAN E - 2	18° 05' 42"	17° 55' 35"	00° 10' 07"	-6,57				
TAN F - 3	00° 00' 00"	00° 11' 10"	00° 11' 10"	7,90				
TAN F - 4	11° 11' 03"	11° 23' 14"	00° 12' 11"	8,50				
TAN G - 5					19° 55' 19"	19° 33' 43"	00° 21' 36"	-8,20
TAN G - 6					00° 00' 00"	359° 35' 52"	00° 24' 08"	-9,50
TAN H - 7	23° 25' 29"	23° 21' 14"	00° 04' 15"	-1,10				
TAN H - 8	00° 00' 00"	359° 53' 08"	00° 06' 52"	-2,50				
ESTACION - NORTE								
TANQUE			DIMENSIONES					
ORDEN	CODIGO	ALTURA	RADIO	DIAMETRO	PERIMETRO	AREA (m2)		
TANQUE J	1115	4,884	2,3746	4,7492	14,9200	17,7144		
TANQUE K	1117	4,908	2,3413	4,6826	14,7108	17,2211		
TANQUE L	1118	4,908	2,3723	4,7446	14,9057	17,6804		
TANQUE M	1116	4,904	2,3318	4,6636	14,6512	17,0818		
DATOS DE VERTICALIDAD								
PUNTOS	ESTACION 5 (E5)			VERTICAL	ESTACION 6 (E6)			
VERTICAL	INFERIOR	SUPERIOR	DIFERENCIA	CM	INFERIOR	SUPERIOR	DIFERENCIA	VERTICAL
TAN J - 1	19° 48' 29"	19° 46' 07"	00° 02' 22"	-1,00				
TAN J - 2	00° 00' 00"	00° 04' 33"	00° 04' 33"	2,00				
TAN K - 3	00° 00' 00"	359° 59' 02"	00° 00' 58"	-0,80				
TAN K - 4	11° 24' 05"	11° 24' 15"	00° 00' 10"	0,20				
TAN L - 5					22° 27' 38"	22° 27' 31"	00° 00' 07"	-0,10
TAN L - 6					00° 00' 00"	00° 20' 20"	01° 20' 20"	7,00
TAN M - 7	23° 20' 48"	23° 07' 51"	00° 11' 57"	-4,00				
TAN M - 8	00° 00' 00"	359° 36' 27"	00° 23' 33"	-8,00				




PETROCHECK

SERVICES Cia. Ltda.

Quito - Ecuador

PETROCHECK SERVICES CIA LTDA
CLIENTE : PETROLERA CANADA GRANDE
CUADRO DE RESULTADOS DE VERTICALIDAD Y REDONDEZ

TANQUE		ALTIMETRO (cm)	TOLERANCIA MAX (cm)	VERTICAL (cm) VARIACION	DIMENSIONES - DIAMETRO FONDO				TOLERANCIA MAX (mm)	REDONDEZ (mm) VARIACION
ORDEN	CODIGO				RADIO (M)	DIAMETRO (M)	PERIMETRO (M)	AREA (m2)		
ESTACION - SUR										
TANQUE A	1067	491.6	2.46	0.00	2.3325	4.7649	14.9695	17.8322	+/- 13	21
TANQUE B	1066	492.3	2.46	2.70	2.3325	4.7649	14.9695	17.8322	+/- 13	14
TANQUE C	1113	490.4	2.45	2.50	2.3325	4.7649	14.9625	17.8322	+/- 13	0
TANQUE D	1114	490.2	2.45	1.10	2.3797	4.7594	14.9522	17.7909	+/- 13	0
ESTACION - CENTRAL										
ORDEN	CODIGO	ALTIMETRO (cm)	TOLERANCIA MAX (cm)	VERTICAL (cm) VARIACION	RADIO (M)	DIAMETRO (M)	PERIMETRO (M)	AREA (m2)	TOLERANCIA MAX (mm)	REDONDEZ (mm) VARIACION
TANQUE E	1060	491.3	2.46	4.80	2.3998	4.7995	15.0781	18.0918	+/- 13	0
TANQUE F	1062	492.2	2.46	8.50	2.3600	4.7659	14.9726	17.8397	+/- 13	0
TANQUE G	1063	493.5	2.47	9.50	2.3323	4.7647	14.9686	17.8301	+/- 13	0
TANQUE H	1061	492.3	2.46	2.50	2.3876	4.7753	15.002	17.9097	+/- 13	5
ESTACION - NORTE										
ORDEN	CODIGO	ALTIMETRO (cm)	TOLERANCIA MAX (cm)	VERTICAL (cm) VARIACION	RADIO (M)	DIAMETRO (M)	PERIMETRO (M)	AREA (m2)	TOLERANCIA MAX (mm)	REDONDEZ (mm) VARIACION
TANQUE I	1115	488.4	2.44	0.00	2.3746	4.7492	14.9200	17.7144	+/- 13	0
TANQUE K	1117	490.8	2.45	0.80	2.3413	4.6926	14.7108	17.2211	+/- 13	0
TANQUE L	1118	490.8	2.45	0.00	2.3723	4.7446	14.9057	17.6804	+/- 13	0
TANQUE M	1116	490.4	2.45	8.00	2.3318	4.6636	14.6512	17.0818	+/- 13	24



ANEXO E

**INFORMES DE CERTIFICACIÓN DE UN TANQUE TIPO QUE
GENERA EL PROGRAMA**

INFORME PRUEBAS MANDATORIAS					
ORDEN DE TRABAJO:	1	RESPONSABLE:	Fernando Cajas		
COD TANQUE:	TQ-1060	TIPO TECHO:	Fijo		
EMPRESA:	PETROENERGY CIA LTDA.	REPRESENTANTE:	Hugo Campos Pesántes		
FECHA:	2004-20-01	Datos(mm)	Norma(mm)	Criterio	
INSPECCIÓN VISUAL					
FISURAS:		No		APROBADO	
SOCAVAMIENTOS(Profundidad)		No		APROBADO	
POROS		No		APROBADO	
ACCESORIOS GOLPEADOS		No		APROBADO	
ESTADO PROTECCIÓN CATÓDICA		Bueno		APROBADO	
ESTADO DE LA PINTURA		Bueno		APROBADO	
REDONDEZ Y VERTICALIDAD					
Variación redondez		4.8	< 13	APROBADO	
Variación verticalidad		52.3	< 127	APROBADO	
MEDICIÓN ESPESORES					
Cuerpo	Velocidad de Corrosión (mm/año)	Vida Util (Años)			
E1	0,089	29,33	5.11	>2.5	APROBADO
E2	0,1	25	5	>2.5	APROBADO
E3	0,099	25,35	5.01	>2.	APROBADO
E4	0,08	33,75	5.20	>2.5	APROBADO
Techo					
Te	0,075	29,33	4.5	>2.3	APROBADO
Fondo					
Tf	0,1	25	5	>2.5	APROBADO
FIRMA DEL RESPONSABLE: _____					

CERTIFICACIÓN

ORDEN DE TRABAJO: 1	RESPONSABLE: Fernando Cajas
COD TANQUE: TQ-1060	TIPO TECHO: Fijo
EMPRESA: PETROENERGY CIA LTDA.	REPRESENTANTE: Hugo Campos Pesántes
FECHA: 2004-20-01	

PRUEBAS REALIZADAS

INSPECCIÓN VISUAL	APROBADO
REDONDEZ	APROBADO
VERTICALIDAD	APROBADO
MEDICIÓN ESPESORES	APROBADO

* De acuerdo a las pruebas realizadas y aprobadas se CERTIFICA que el tanque atmosférico cumple con todos los requisitos para operar dentro del país.

NOMBRE: _____

FIRMA: _____

FECHA: _____

TÉCNICO RESPONSABLE

NOMBRE: _____

FIRMA: _____

FECHA: _____

TÉCNICO D.N.H

INFORME PRUEBAS MANDATORIAS					
ORDEN DE TRABAJO:	2	RESPONSABLE:	Paul Muglisa		
COD TANQUE:	TQ-1061	TIPO TECHO:	Fijo		
EMPRESA:	PETROENERGY CIA LTDA.	REPRESENTANTE:	Hugo Campos Pesántes		
FECHA:	2004-20-01	Datos(mm)	Norma(mm)	Criterio	
INSPECCIÓN VISUAL					
FISURAS:	No			APROBADO	
SOCAVAMIENTOS(Profundidad)	No			APROBADO	
POROS	No			APROBADO	
ACCESORIOS GOLPEADOS	No			APROBADO	
ESTADO PROTECCIÓN CATÓDICA	Malo			RECHAZADO	
ESTADO DE LA PINTURA	Bueno			APROBADO	
RECOMENDACIÓN TÉCNICA PARAMETROS RECHAZADOS					
* Reparar o cambiar la protección					
REDONDEZ Y VERTICALIDAD					
Variación redondez	4.8		< 13	APROBADO	
Variación verticalidad	52.3		< 127	APROBADO	
MEDICIÓN ESPESORES					
Cuerpo	Velocidad de Corrosión (mm/año)	Vida Util (Años)			
E1	0,089	29,33	5.11	>2.5	APROBADO
E2	0,1	25	5	>2.5	APROBADO
E3	0,099	25,35	5.01	>2.	APROBADO
E4	0,08	33,75	5.20	>2.5	APROBADO
Techo					
Te	-0,322	-9,07	5.22	>2.3	APROBADO
Fondo					
Tf	0,1	25	5	>2.5	APROBADO
FIRMA DEL RESPONSABLE: _____					

CERTIFICACIÓN

ORDEN DE TRABAJO: 2	RESPONSABLE: Paul Muglisa
COD TANQUE: TQ-1061	TIPO TECHO: Fijo
EMPRESA: PETROENERGY CIA LTDA.	REPRESENTANTE: Hugo Campos Pesántes
FECHA: 2004-20-01	

PRUEBAS REALIZADAS

INSPECCIÓN VISUAL	RECHAZADO
REDONDEZ	APROBADO
VERTICALIDAD	APROBADO
MEDICIÓN ESPESORES	APROBADO

* De acuerdo a las pruebas realizadas NO se puede extender el respectivo CERTIFICADO de Operatividad por encontrarse fallas inaceptables en el tanque atmosférico, hasta que se cumplan las recomendaciones técnicas expuestas en el informe de la prueba no aprobada.

NOMBRE: _____

FIRMA: _____

FECHA: _____

TÉCNICO RESPONSABLE

NOMBRE: _____

FIRMA: _____

FECHA: _____

TÉCNICO D.N.H