



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE
CHIMBORAZO**

**FACULTAD DE MECÁNICA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“DISEÑO Y CÁLCULO DE UN TANQUE PARA
ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO PARA 3000 BBLS”**

GONZA SÁNCHEZ VICTOR HUGO

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO MECÁNICO

RIOBAMBA – ECUADOR

2014

ESPOCH

Facultad de Mecánica

CERTIFICADO DE APROBACIÓN DE TESIS

2012-11-12

Yo recomiendo que la Tesis preparada por:

GONZA SÁNCHEZ VICTOR HUGO

Titulada:

**“DISEÑO Y CÁLCULO DE UN TANQUE PARA ALMACENAMIENTO DE
PETRÓLEO PARA 3000 BBLs”**

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

INGENIERO MECÁNICO

Nosotros coincidimos con esta recomendación:

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

Ing. Geovanny Novillo Andrade
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Ángel Jácome
ASESOR DE TESIS

ESPOCH

Facultad de Mecánica

CERTIFICADO DE EXAMINACIÓN DE TESIS

NOMBRE DEL ESTUDIANTE: GONZA SÁNCHEZ VICTOR HUGO

TÍTULO DE LA TESIS: “DISEÑO Y CÁLCULO DE UN TANQUE PARA ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO PARA 3000 BBLs”

Fecha de Exanimación: 2014-11-26

RESULTADO DE LA EXAMINACIÓN:

COMITÉ DE EXAMINACIÓN	APRUEBA	NO APRUEBA	FIRMA
Ing. Marco Santillán Gallegos PRESIDENTE TRIB. DEFENSA			
Ing. Geovanny Novillo Andrade DIRECTOR DE TESIS			
Ing. Ángel Jácome ASESOR			

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

RECOMENDACIONES: _____

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

Ing. Marco Santillán Gallegos
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

DERECHOS DE AUTORÍA

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

Gonza Sánchez Víctor Hugo

DEDICATORIA

Este documento está dedicado con mucho alegría a mis Padres: Margarita Sánchez Chamba y Víctor Cecilio Gonza, por los grades consejos y apoyo en todo momento, a mis hermanos, familiares y amigos. A mi esposa Jennifer Pomavilla por ese cariño y apoyo incondicional

A Jariel y Brithany por brindarme día a día esa sonrisa y cariño, lo cual me han llenado de mucha felicidad.

A todos los docentes de la Escuela de Ingeniería Mecánica, que en todo el transcurso de mi carrera me han trasmitido muchos conocimientos para llegar a cumplir esta meta

Gonza Sánchez Víctor Hugo

AGRADECIMIENTO

Mi más sagrado agradecimiento a Dios, a mis padres por darme el ejemplo de lucha con mucha constancia para alcanzar mis metas y estar a mi lado en todo momento, transmitiéndome esa fe de superación y constancia que día a día se necesita para ser un buen ser humano.

A mi esposa Jennifer Pomavilla que con su amor y cariño incentivaron a mi espíritu dejando de lado todo cansancio.

A mi hermana y hermanos por darme su mano generosa en todo momento, a toda mi familia mi eterna gratitud por su incondicional apoyo y sabiduría que aclararon mi camino.

Y el más sincero agradecimiento a los docentes y trabajadores de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, en especial de la Escuela de Ingeniería Mecánica, por darnos todos sus conocimientos y buenos consejos que me servirán de patrón para mi vida.

Al ingeniero Geovanny Novillo Andrade, en calidad de Director de tesis, que con su conocimiento y gran apoyo incondicional he podido culminar esta meta, de igual forma mis grandes agradecimientos al ingeniero Ángel Jácome, en calidad de Asesor.

A la Ingeniera Mina Natchova, representante de Intergrap del Ecuador, que con su grande espíritu y conocimiento me brindó su ayuda incondicionalmente.

Gonza Sánchez Víctor Hugo

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	
1.1 Generalidades	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Justificación	4
1.4 Objetivos	5
1.4.1 <i>Objetivo general</i>	5
1.4.2 <i>Objetivos específicos</i>	5
1.5 Metodología	5
2. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL	
2.1 Definición de tanque de almacenamiento	6
2.2 Tipos de tanques de almacenamiento	6
2.2.1 <i>Tanques cilíndricos de forma horizontal</i>	6
2.2.2 <i>Tanques cilíndricos verticales con fondo plano</i>	6
2.3 Tanques atmosféricos según la norma API 650	7
2.3.1 <i>Tanques de techo fijo</i>	7
2.3.2 <i>Tanques de techo flotante</i>	9
2.3.2.1 <i>Tipo bandeja</i>	9
2.3.2.2 <i>Tipo Pontón</i>	10
2.3.2.3 <i>Tipo de cubierta doble</i>	10
2.4 Importancia del almacenamiento de petróleo	10
2.5 Partes de un tanque de almacenamiento	11
2.5.1 <i>Ventilas o válvulas de venteo</i>	12
2.5.2 <i>Entradas de hombre (Shell manholes)</i>	12
2.5.3 <i>Disco central y columna central</i>	12
2.5.4 <i>Boca de sondeo (manholes de techo)</i>	12
2.5.5 <i>Base de hormigón</i>	12
2.5.6 <i>Servomecanismos</i>	12
2.5.7 <i>Radar</i>	12
2.5.8 <i>Instalación contra incendios</i>	12
2.5.9 <i>Serpentín de calefacción</i>	13
2.5.10 <i>Agitadores</i>	13
2.5.11 <i>VPV (válvulas de presión y vacío)</i>	13
2.5.12 <i>Salidas de flujo de agua</i>	13
2.5.13 <i>Embocaduras para entrada y salida del producto (shellnozzles)</i>	13
2.5.14 <i>Drenajes</i>	13
2.5.15. <i>Techo</i>	13
2.5.16 <i>Columnas exteriores</i>	14
2.5.17 <i>Anillo de soporte</i>	14
2.5.18 <i>Pantallas de soporte y refuerzos para el viento (Windgirders)</i>	14
2.5.19 <i>Plataformas, pasadizos y escalinatas</i>	14
2.5.20 <i>Oreja de izaje</i>	15

		15
2.6.21	Normas estándares y códigos según la norma API 650	15
2.6.1	<i>Especificación de la norma API 650</i>	15
2.6.2	<i>API 650</i>	15
2.6.3	<i>AISC. Instituto americano de construcción de acero</i>	18
2.6.4	<i>NEC. Norma ecuatoriana de la construcción</i>	18
2.7	Materiales utilizados en tanques de almacenamiento bajo norma API650	19
2.8	Materiales para el diseño del tanque	21
2.8.1	<i>Perfiles estructurales</i>	23
2.9	Grupos de materiales adicionales para el diseño de tanques	23
2.10	Almacenamiento de material	25
2.11	Electrodos para soldadura de arco protegido (SMAW)	25
2.12	Soldadura en tanques de almacenamiento	26
2.12.1	<i>Cuidados en soldaduras para tanques</i>	26
2.13	Tipo de juntas	28
2.13.1	<i>Junta vertical para soldadura del cuerpo</i>	28
2.13.2	<i>Junta horizontal de soldadura para el cuerpo</i>	29
2.13.3	<i>Juntas de soldadura de fondo</i>	30
2.13.4	<i>Juntas para la placa del fondo del tanque</i>	31
2.13.5	<i>Bridas y pernos</i>	33
2.14	Cimentación para tanques de almacenamiento de petróleo	33
2.14.1	<i>Cimiento anular de grava y roca triturada</i>	33
2.15	Requerimientos para cimiento anular de roca triturada según API 650	34
2.16	Condiciones del entorno para el diseño del tanque	36
2.16.1	<i>Sismo</i>	37
2.16.2	<i>Viento</i>	37
2.16.3	<i>Condiciones geográficas</i>	37
2.16.4	<i>Condiciones ambientales</i>	37
2.16.5	<i>Corrosión permisible</i>	37
2.17	Anclaje	37
2.18	Consideración de diseño de anclajes según el estándar API 650	39
2.19	Diseño por carga de sismo	39
2.19.1	<i>Datos geométricos del lugar para el diseño sísmico</i>	40
2.19.2	<i>Momento de volteo del tanque</i>	41
2.19.3	<i>Diseño espectral y aceleraciones de respuesta</i>	42
2.19.4	<i>Parámetros requeridos para el diseño sísmico</i>	42
2.19.4.1	<i>Periodo convectivo (chapoteo). T_c</i>	42
2.19.4.2	<i>Factor de escala Q</i>	43
2.19.4.3	<i>Período de transición. T_L</i>	43
2.19.4.4	<i>Coefficiente de aceleración de sitio base (periodo de 0.2 seg.). F_a</i>	44
2.19.4.5	<i>Coefficiente de velocidad en sitio base (periodo 1.0 Seg.). F_v</i>	44
2.19.4.6	<i>Factores de respuesta de modificación de los métodos ASD. R_w</i>	45
2.19.4.7	<i>Factor de importancia (I)</i>	45
2.19.5	<i>Centro de acción para las fuerzas laterales efectivas</i>	47

2.19.6	<i>Peso efectivo del producto</i>	48
2.19.7	<i>Fuerza de corte en la base</i>	49

2.19.8	<i>Resistencia al volteo</i>	50
2.19.8.1	<i>Condiciones de anclaje</i>	50
2.19.8.2	<i>Requerimientos plancha anular</i>	51
2.19.8.3	<i>Compresión del cuerpo</i>	51
2.20	Estabilidad al volteo por carga de viento	52
2.21	Selección de accesorios para tanques bajo la norma API 650	55
2.21.1	<i>Dimensión mínima entre la línea central de la soldadura</i>	56
2.21.2	<i>Manhole para el cuerpo</i>	57
2.21.3	<i>Pernos y agujeros</i>	59
2.21.4	<i>Empaques</i>	59
2.21.5	<i>Altura mínima desde la base del tanque hasta el centro del manhole</i>	59
2.21.6	<i>Boquillas y bridas para el cuerpo del tanque</i>	65
2.21.7	<i>Soldaduras para bridas</i>	67
2.21.8	<i>Bridas y boquillas para el techo del tanque</i>	71
2.21.9	<i>Sumidero del fondo</i>	72
2.21.10	<i>Entrada o acceso para limpieza de sedimentos</i>	73
2.21.11	<i>Manhole del techo</i>	76
3.	DISEÑO DEL TANQUE BAJO LA NORMA API 650.	
3.1	Diseño del cascaron o cuerpo del tanque	78
3.1.1	<i>Método de punto fijo o un pie</i>	79
3.1.2	<i>Método de un punto variable</i>	79
3.2	Planteamiento del presente proyecto	80
3.2.1	<i>Datos generales del diseño y condiciones</i>	81
3.3	Dimensionamiento para la capacidad del tanque	82
3.4	Diseño del cuerpo del tanque por el método de un pie	83
3.4.1	<i>Cálculo de anillos</i>	83
3.4.1.1	<i>Cálculo de la altura real del líquido antes de su respectivo diseño</i>	84
3.4.1.2	<i>Cálculo del primer anillo</i>	84
3.4.1.3	<i>Cálculo del segundo anillo</i>	85
3.4.1.4	<i>Cálculo del tercer anillo</i>	85
3.5	Diseño del techo del tanque	86
3.5.1	<i>Angulo de corte para techo cónico</i>	89
3.6	Diseño del fondo del tanque	90
3.7	Diseño del anillo superior o ángulo de tope	92
3.8	Detalles para diseño de escaleras helicoidales para tanques	95
3.9	Dimensiones calculadas para el diseño del tanque	96
3.10	Estabilidad al volteo por carga de viento	97
3.11	Cálculo de diseño por carga de sismo	103
3.12	Diseño de la resistencia al volteo por sismo	108
3.12.1	<i>Diseño de anclaje</i>	109
3.12.2	<i>Cálculo de compresión del cuerpo</i>	110
3.13	Tipo de soldadura en la construcción del tanque	111
3.13.1	<i>Diseño de juntas soldadas</i>	112
3.14	Tipo de soldaduras para la construcción del tanque	114
3.14.1	<i>Soldadura vertical.</i>	114
3.14.2	<i>Soldaduras horizontales</i>	114

3.14.3	<i>Soldaduras planas</i>	115
3.15	Validación de datos mediante el software TANK	116
3.15.1	<i>Acerca del software</i>	116
3.15.2	<i>Alcance y limitaciones del código</i>	117
3.15.3	<i>Análisis mediante TANK</i>	117
4.	RECOPIACIÓN TÉCNICA DE REQUISITOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO DE 3.000 BBLs	
4.1	Seguridad que se debe tomar en cuenta antes de empezar con la construcción de tanques para almacenamiento de petróleo	127
4.2	Requisitos técnicos para la construcción	127
4.3	Recursos que se necesitan para la fabricación	128
4.3.1	<i>Personal</i>	128
4.3.2	<i>Equipos y maquinarias</i>	128
4.4	Principales etapas de construcción para el tanque	129
4.5	Administración en la de recepción de bienes	129
4.6	Proceso para la recepción de material y material de soldadura	129
4.7	Almacenamiento de electrodos y varillas	130
4.8	Detalles del proceso de soldadura y tipo de junta	130
4.8.1	<i>Documentación para el proceso de soldadura WPS</i>	130
4.8.2	<i>Documento de calificación para el procedimiento PQR</i>	131
4.9	Rolado de láminas	131
4.10	Cimentación	131
4.11	Ubicación de las láminas de fondo	132
4.12	Ensamble de anillos del cuerpo para la construcción del tanque	132
4.13	Montaje del ángulo de rigidez y accesorios	132
4.14	Limpieza y pintura en un tanque de petróleo	132
4.14.1	<i>Chorro abrasivo (sandblasting)</i>	132
4.14.2	<i>Breve limitaciones de pintura para el tanque</i>	133
4.15	Prueba de vacío	133
4.16	Prueba hidrostática	133
5.	INSPECCIÓN Y CERTIFICACIÓN DE TANQUES	
5.1	Generalidades	135
5.2	Ensayos no destructivos	135
5.2.1	<i>Inspección visual</i>	135
5.2.2	<i>Radiografía industrial</i>	136
5.2.3	<i>Partículas magnéticas</i>	138
5.2.3.1	<i>Aplicación de las partículas magnéticas</i>	139
5.2.4	<i>Ultrasonido industrial</i>	141
5.2.5	<i>Tintas penetrantes</i>	142
5.3	Tipos de inspección para tanques	144
5.3.1	<i>Inspección externa</i>	144
5.3.2	<i>Inspección interna</i>	144
5.4	Procedimientos para la inspección técnica de tanques de almacenamiento	145
5.4.1	<i>Análisis del historial del equipo</i>	145

5.4.2	<i>Inspección visual</i>	145
5.4.3	<i>Inspección de los componentes principales del tanque</i>	146
5.4.3.1	<i>Inspección del techo del tanque y su soporte</i>	146
5.4.3.2	<i>Inspección del cuerpo del tanque</i>	147
5.4.4	<i>Inspección de juntas</i>	147
5.4.5	<i>Inspección del fondo del tanque</i>	147
5.4.6	<i>Inspección del asentamiento del tanque</i>	148
5.4.7	<i>Inspección de los accesorios adjuntos al tanque</i>	149
5.4.8	<i>Determinación de espesores mediante inspección por ultrasonido</i>	149
5.4.8.1	<i>Determinación de los puntos a inspeccionar mediante ultrasonido</i>	150
5.4.8.2	<i>Determinación del espesor de la pared del tanque</i>	150
5.4.8.3	<i>Determinación del espesor del techo del tanque</i>	151
5.4.8.4	<i>Determinación del espesor del fondo del tanque</i>	151
5.4.9	<i>Cálculos y evaluación de resultados</i>	152
5.4.9.1	<i>Pared del tanque</i>	152
5.4.9.2	<i>Fondo del tanque</i>	154
5.4.9.3	<i>Techo del tanque</i>	155
5.4.10	<i>Cálculo de la velocidad de la corrosión</i>	155
5.4.11	<i>Cálculo de la vida útil estimada</i>	156
5.4.12	<i>Frecuencia de la inspección</i>	156
5.4.12.1	<i>Frecuencia de la inspección externa</i>	156
5.4.12.2	<i>Frecuencia de la inspección interna</i>	157
5.4.12.3	<i>Frecuencia de la inspección ultrasónica del espesor</i>	157
5.5	Formatos técnicos para reportes de inspección para tanques de almacenamiento	158
5.6	Certificación de tanques	158
5.6.1	<i>Prueba hidrostática</i>	158
5.6.2	<i>Prueba de estanquedad</i>	159
5.6.3	<i>Prueba de soldadura del fondo del tanque.</i>	159
5.6.4	<i>Prueba de soldadura de placas de refuerzo</i>	160
5.6.5	<i>Prueba del techo</i>	160
5.6.6	<i>Tolerancias dimensionales</i>	160
5.6.6.1	<i>Verticalidad</i>	160
5.6.6.2	<i>Redondez</i>	160
5.6.7	<i>Formularios técnicos para la certificación de tanques</i>	161
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
6.1	Conclusiones	162
6.2	Recomendaciones	164

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

PLANOS

LISTA DE TABLAS

		Pág.
1	Código y especificaciones	16
2	Secciones de la norma	16
3	Apéndices y especificaciones	17
4	Espesor máximo según su especificación de cada material	21
5	Especificaciones de algunos aceros y su tratamiento térmico	23
6	Tipos de electrodos	26
7	Temperatura de precalentamiento según cada grupo	27
8	Espesor mínimo de soldadura en la unión cuerpo y fondo del tanque	33
9	Mapeado máximo considerado para aceleraciones sísmicas en periodos cortos.	44
10	Mapeado máximo considerado para aceleraciones sísmicas en periodos de 1 segundo	44
11	Factores de modificación de respuesta.Rw	45
12	Factor de importancia	45
13	Relación de anclaje	50
14	Velocidad del viento en Orellana	52
15	Dimensiones mínimas de separación de los principales accesos del tanque	53
16	Dimensión de la placa para la tapa (tc) y la brida empernada (tf)	56
17	Dimensiones para el cuello del manhole	61
18	Dimensión del diámetro circular de los pernos y cubierta de la placa	62
19	Dimensión para las boquillas ubicadas en el cuerpo del tanque	63
20	Dimensión para las boquillas del cuerpo: tubería, placas y filete de soldadura	64
21	Dimensiones para manhole del cuerpo	66
22	Dimensiones para boquillas –bridas, del cuerpo	67
23	Medidas complementarias para boquillas-bridas.(in)	69
24	Medidas para boquillas-bridas ubicadas en el techo	71
25	Dimensiones para sumidero	73
26	Medidas para la puerta de limpieza	74
27	Dimensiones para placa de cubierta, pernos y refuerzo del fondo para la entrada de limpieza	75
28	Espesores y alturas de placas de refuerzo del cuerpo para accesorios de limpieza	76
29	Dimensiones para el manhole del techo	77
30	Requerimiento mínimo para el espesor de planchas según su diámetro	79

31	Altura y número de anillo según sus capacidades nominales para tanques con anillos de 96 pulgadas de alto para cada plancha	80
32	Dimensión de placas para tanques con anillos de 96 plg, de alto	81
33	Espesores calculados para el cuerpo del tanque	86
34	Dimensión mínima de plancha para el fondo del tanque.	91
35	Dimensiones importantes para el fondo del tanque	92
36	Medidas recomendadas para el diseño del ángulo de rigidez	95
37	Dimensiones generales para el tanque de 3000 bbls	96
38	Características de esfuerzo según el tipo de soldadura y resistencia requerida	112
39	Simbología y posiciones para juntas	113
40	Espesor mínimo de la placa del fondo del tanque	157
41	Tolerancia radial	161

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
1 Almacenamiento de petróleo	1
2 Extracción y almacenamiento de petróleo	3
3 Esquema de un tanque atmosférico de techo fijo	8
4 Esquema de un tanque atmosférico de techo flotante	9
5 Tanque de almacenamiento para petróleo	11
6 Partes de un tanque de almacenamiento	14
7 Temperatura mínima permisible de cada grupo	24
8 Juntas para soldaduras verticales	28
9 Soldaduras a tope para juntas verticales	29
10 Soldaduras para juntas horizontales	29
11 Junta horizontal con bisel simple	29
12 Diferentes juntas para el fondo del tanque	30
13 Forma del traslape para el fondo del tanque	31
14 Detalle para soldadura doble de filete-ranura para unión cuerpo- placas anulares del fondo, con espesor nominal máximo de 13mm	32
15 Cimiento de piedra triturada para la base del tanque	34
16 Plano de cimiento anular de concreto	35
17 Sección transversal y condiciones de entorno	35
18 Anillo transversal	35
19 Sección transversal de anillo de cimentación	36
20 Longitud de traslape a tensión	36
21 Anclaje de anillo para cimentación del tanque	38
22 Diagrama sísmico para un tanque de techo cónico	40
23 Coeficiente del periodo (chapoteo)	43
24 Centro de acción de fuerzas efectivas	47
25 Gráficas de masas efectivas	48
26 Boquillas y placas de refuerzo	55
27 Detalles de los accesos en el cuerpo del tanque	56
28 Detalle de entrada para el ingreso hacia el tanque	58
29 Unión del cuello de la entrada para el ingreso al tanque	60
30 Brida -boquilla tipo regular	65
31 Brida - boquilla tipo baja	66

32	Brida - boquilla tipo empernada o roscada	66
33	Soldadura para bridas	68
34	Tipos de boquillas-bridas para techo, con placa de refuerzo y sin placa de refuerzo	71
35	Sumidero del tanque	72
36	Detalle para compuerta de sedimentos	73
37	Manhole del techo vista superior	77
38	Manhole del techo, vista lateral	77
39	Perfil del anillo rigidizador	86
40	Detalle del ángulo de corte para el techo cónico	90
41	Junta de compresión para techo, ángulo y cuerpo	93
42	Diagrama de cargas debido a la presión del viento sobre el tanque	97
43	Tipo de soldadura ranurada de penetración completa	113
44	Junta vertical a tope	114
45	Junta horizontal a tope	114
46	Junta plana de filete traslapada	115
47	Movimiento del tanque debido a la presión interna	124
48	Método radiográfico	136
49	Método de partículas magnéticas	138
50	Método de ultrasonido	141
51	Método de tintas penetrantes	143
52	Croquis de la pared del tanque para inspección	150
53	Croquis del techo del tanque para inspección	151
54	Croquis del fondo del tanque para inspección	151
55	Determinación del espesor t_2	153

SIMBOLOGÍA

Ar	Área de la sección transversal mínima de la unión cuerpo -techo para techos autosoportados	In ²
Att	Área total del techo	
Ai	Aceleración espectral impulsiva	ft /s ²
Ac	Aceleración espectral convectiva	ft /s ²
C	Capacidad del tanque	BBLS
CA	Corrosión admisible	In ²
D	Diámetro del tanque	ft
Dp o OD	Diámetro exterior del boquilla o del cuello	in
Dc	Diámetro de la tapa del manhole	in
Db	Diámetro del eje de los agujeros para los espárragos	in
Do	Diámetro exterior de la placa de refuerzo	in
DR	Diámetro interior de la placa de refuerzo	in
Db	Diámetro de los pernos del manhole	in
Dc	Diámetro de la cubierta de la placa	in
DLs	Peso total del cuerpo y piso del tanque y cualquier estructura soportada por el cuerpo y por el techo	lb
DL	Carga muerta	lb
E	Espesor mínimo de diseño del techo del tanque en pulgadas	in
Fa	Esfuerzo máximo de diseño de compresión longitudinal permisible	Psi
Fa	Esfuerzo máximo de compresión longitudinal	Psi
FS	Factor de seguridad	
Fa	Coefficiente de aceleración de sitio base (periodo de 0.2 seg.)	
Fv	Coefficiente de velocidad en sitio	
Q	Factor de escala	
G	Gravedad específica del líquido	
H	Altura del tanque	ft
He	Altura efectiva del líquido almacenado	ft
I	Factor de rigidez	
ID	Diámetro del manhole	ft
Ks	Coefficiente del periodo (chapoteo)	
Lr	Carga viva del techo	lb
Mrw	Momento de volteo	lb-ft
Sd	Esfuerzo máximo permisible de diseño	psi
St	Esfuerzo máximo permisible de prueba hidrostática	psi
Sy	Esfuerzo de fluencia	psi
Str	Esfuerzo a la tracción	psi
Tf	Espesor de brida	in
Tc	Espesor de la tapa del manhole	in
tn	Espesor del cuello (neck)	in
tn	Espesor de boquilla (nozzle)	in
t	Espesor del anillo del cuerpo del tanque	in
T	Espesor de la placa de refuerzo	lb
Tc	Periodo convectivo (chapoteo)	

T_L	Periodo de transición de dependencias regionales	
T_c	Espesor de la placa de la tapa del manhole	in
T_f	Espesor de la brida empernada del manhole	in
t_n	Espesor del cuello del manhole	in
T_d	Espesor de diseño del anillo	in
t_t	Espesor en prueba hidrostática del anillo, en plg	in
T	Carga total	lb
t_b	Espesor de la placa del fondo del tanque	in
P	Carga por gravedad	lb
P_{v1}	Carga de viento vertical de las áreas para superficies cilíndricas	lbf/ft ²
P_{v2}	Carga de viento en áreas horizontales para superficies cónicas.	lbf/ft ²
r	Radio del tanque	in
R	Radio del cono del techo	in
V	Volumen de un cilindro	ft ³
V_c	Fuerza convectiva	lbf
W	Ancho de la placa de refuerzo	ft
W_c	Máximo longitud considerada del cuerpo	ft
W_h	Máximo longitud considerada del techo	ft
W_i	Parte impulsiva efectiva del peso del líquido	lb
W_s	Peso total de la carcasa del tanque y accesorios	lbf
W_r	Peso total del techo del tanque	lbf
W_f	Peso del fondo del tanque	lbf
W_1	Peso de la masa efectiva contenida en el tanque que se mueve acorde con el cuerpo del tanque	lbf
W_c	Peso efectivo de la masa contenida por el tanque que se mueve	lbf
X_s	Altura desde el fondo del cuerpo del tanque al centro de gravedad	ft
X_i	Altura desde el fondo del cuerpo del tanque al centroide de la fuerza lateral sísmica aplicada a W_1	ft
X_c	Altura desde el fondo del tanque al centroide de la fuerza sísmica lateral aplicada a W_2	ft
Z	Coefficiente sísmico	
A	Ángulo de corte para el techo cónico	Grados
θ	Ángulo transversal de elevación del techo	Grados

LISTA DE ABREVIACIONES

AWS	American weldingsociety (Sociedad americana de soldadura)
SMAW	Proceso de soldadura por arco eléctrico y electrodo metálico revestido
AISC	American institute of steelconstruction (Instituto americano de la construcción en Acero)
AWS	American weldingsociety(Sociedad americana de soldadura)
ASTM	American societyfortesting and materials (Sociedad americana para pruebas y materiales).
API	American PetroleumInstitiute (Instituto americano de petroleo)
RTR	Abertura reforzada (manhole o boquilla con placa de refuerzo de tipo diamante)
LTR	Abertura reforzada baja a nivel del piso (boquillas con placa de refuerzo de tipo de lápida)
S-N	Abertura no reforzada (manhole o boquilla insertada dentro de la placa de anillo, por alternativa de cuello)
NEC	Norma Ecuatoriana de la Construcción

LISTA DE ANEXOS

- A** Notas para especificaciones de aceros y su tratamiento térmico (tabla 5)
- B** Propiedades mecánicas de algunos aceros
- C** Capacidades nominales correspondientes a tamaños típicos de diseño
- D** Detalles para anillos rigidizadores del techo
- E** Dimensiones y propiedades del ángulo rigidizador-AISC
- F** Velocidad de viento en la provincia de Orellana
- G** Dimensión para las boquillas ubicadas en el cuerpo del tanque
- H** Formatos técnicos para reportes de inspección para tanques de almacenamiento
- I** Formato para certificación de tanque

RESUMEN

Se ha realizado un diseño y cálculo para la construcción de un tanque techo cónico para almacenamiento de petróleo de 3000 bbls, con la finalidad de ayudar a la industria con una mejor planificación y metodología en el diseño a seguir, lo cual se utilizó la norma API 650, décima segunda edición 2013 y otras afines a ésta.

El diseño comprende etapas de; determinación de parámetros funcionales ligados a la norma, cálculo de estabilidad de volteo por sismo y viento, lo que determina si el tanque si requiere ser anclado mecánicamente. Además se determinó el material a utilizar y el proceso de soldadura, para luego realizar el diseño del cuerpo del tanque que es el componente más grande, lo que representa aproximadamente el 75% de la construcción, y fue calculado mediante el método del punto fijo o un pie, este método es utilizado para tanques menores a 60 pies de diámetro. Los demás elementos que componen el diseño del tanque fueron seleccionados siguiendo la metodología de la norma, estos son: Manhole, bridas y sumideros, entre otros accesorios.

El estudio y cálculo de este proyecto fueron validados mediante el software TANK 2012, para lo cual se debió tomar en cuenta datos sismográficos, velocidad de viento, y la ubicación donde se instalara el tanque, estos datos fueron relacionados por la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC), cuyos resultados fueron relacionados entre API 650 y TANK.

ABSTRACT

It has performed a calculation and a design for the construction of a cone roof petroleum storage tank for 3000 bls, in order to improve the industry, with a major planning and design methodology. Besides it used the (API) standard 650, which is the twelfth edition 2013 and others that are related.

The design involves some stages such as: Determination of functional parameters linked to the norm, overturning stability calculation for earthquake and wind, which determines if the tank requires to be anchored mechanically. In addition it determined the material to be used and the welding process, after that it made the tank body design that is the largest component, which represents about 75% of the construction and was calculated by the method of fixed point or feet. This method is used for smaller tanks of 60 feet diameter. The other components of the tank design were selected following the methodology of the norm: Manhole, flanges, sinks and other accessories.

The plan and calculation of this project were validated through TANK 2012 software, taking into account seismographic data wind speed and the place where the tank will be installed. These data were related by the Reporting Standard Construction norm (NEC), which results were related between API 650 and TANK.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

Los tanques de almacenamiento son estructuras de diversos materiales, por lo general de forma cilíndrica, que son usadas para guardar y/o preservar líquidos o gases a presión ambiente, por lo que en ciertos medios técnicos se les da el calificativo de tanques de almacenamiento atmosféricos.

Los tanques de almacenamiento suelen ser usados para almacenar líquidos, y son ampliamente utilizados en las industrias de gases, del petróleo, y química, y principalmente su uso más notable es el dado en las refinerías por sus requerimientos para el proceso de almacenamiento, sea temporal o prolongado; de los productos y subproductos que se obtienen de sus actividades.

Figura 1. Almacenamiento de petróleo



Fuente:http://www.gmp.com.pe/linea_negocio_exploracion.aspx

Debido a su tamaño, usualmente son diseñados para contener el líquido a un presión ligeramente mayor que la atmosférica. Las normas empleadas por la industria petrolera son originadas en el estándar de la API, utilizando principalmente el código API

650 para aquellos tanques nuevos y en el que se cubren aspectos tales como materiales, diseño, proceso, pasos de fabricación, y pruebas, mientras que el código API 653 se usa para la reconstrucción o modificación de tanques anteriormente usados.

La estructura metálica dentro del amplio campo de la ingeniería, es un elemento fundamental que ha permitido el desarrollo y sustento de la industria petrolera en todas sus clasificaciones, por brindar seguridad, resistencia, economía y ahorro de tiempo en su ejecución; de ahí la importancia del estudio, investigación e implementación de especificaciones adecuadas que gobiernen el diseño, y cálculo de un tanque de almacenamiento de techo fijo.

Entre los componentes o accesorios que contiene un tanque de almacenamiento de petróleo de techo fijo se encuentran; el piso, techo cónico y lo más principal el cuerpo o cascarón, siendo este último el elemento esencial y más sensible bajo la acción de un sismo o un fuerte viento y como el Ecuador se encuentra ubicado en una zona de alto riesgo sísmico, es importante el análisis detallado del diseño del tanque.

Las herramientas tecnológicas que rigen la actualidad son indispensables porque facilitan los extensos cálculos que debe realizar el proyectista al momento de diseñar cada uno de los componentes por ello en el presente trabajo está enfocado en el diseño y cálculo de un tanque de almacenamiento para petróleo de 3000 bbls, cuyos cálculos están validados mediante el software TANK 2012.

1.2 Antecedentes

La actividad de exploración petrolera se inicia a principios de siglo a lo largo de la costa del Pacífico. El primer descubrimiento importante lo realizó la compañía Angla Ecuadorian Oilfields Ltda.

En 1924 en la península de Santa Elena, dando inicio a la producción petrolera en 1925 con 1226 barriles diarios, esta producción fue declinando hasta que en la actualidad se extraen apenas 835 barriles diarios.

Los primeros trabajos de exploración hidrocarburífera en la región oriental se inician en 1921, cuando la compañía Leonard Exploration Co, de Nueva York obtuvo una concesión de 25 mil km² por el lapso de 50 años. En 1964 la Texaco Gulf obtiene una concesión de un millón quinientos mil hectáreas. Esta compañía en 1967 perfora el primer pozo productivo el Lago Agrio N° 1.

Posteriormente en 1969 se empieza a perforar Sacha y Shushufindi. A raíz de este encuentro, se produce una feria de concesiones, que tuvieron como efecto consolidar el dominio absoluto de las compañías extranjeras, ya que mantenían el control de más de cuatro millones de hectáreas.

Hasta que en junio de 1972 se crea la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE). La producción propiamente de la región Oriental se inicia en 1972 por parte del consorcio Texaco-Gulf. El 6 de julio de 1974, CEPE adquiere el 25% de las acciones de este consorcio, creándose un nuevo consorcio CEPE-Texaco-Gulf.

El 28 de junio de 1973 el Ecuador ingresa a la Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP con lo que la capacidad negociadora del Estado a través de CEPE mejora frente a las compañías extranjeras.

Luego de una permanencia de 19 años, el gobierno de Sixto Durán Ballén en 1993 retira al país de ese importante organismo. Desde entonces estamos sometidos a la presión de las compañías y mercados internacionales.

Figura 2. Extracción y almacenamiento de petróleo



Fuente: http://www.gmp.com.pe/linea_negocio_exploracion.aspx

En 1976 ante una serie de irregularidades cometidas por la empresa Gulf, CEPE adquiere esas acciones con lo que pasa a ser el accionista mayoritario del consorcio con el 62% de las acciones; posteriormente CEPE adquiere la totalidad de las acciones y pasa a tener el control de todas las fases de la producción petrolera.

A partir de 1989 CEPE se convierte en Petroecuador con varias empresas filiales: Petroproducción, Petroindustrial, Petrocomercial y Petroamazonas. Los últimos gobiernos pretenden la privatización de Petroecuador y de la actividad petrolera.

La presente tesis está dirigida al diseño y cálculo de un tanque de 3000 bbls cuyo objetivo es almacenar petróleo y derivados de petróleo, como se ha manifestado anteriormente la exploración de petróleo empezó hace varios años y seguirá explorando más adelante muchos años más, lo cual es indispensable el servicio de fabricación de tanques.

1.3 Justificación

El presente proyecto mejorará el proceso de diseño en sector industrial, de tal manera que se utilice los procedimientos y normas actualizadas aplicables a este diseño por lo cual el aumento de la industria petrolera ha exigido la construcción de tanques de almacenamiento atmosféricos tipo cilíndrico con una operación confiable, certificada y segura durante su vida útil regidos por la norma API-650.

Este proyecto ayudará a la empresa prestadora de servicios petroleros **GOZAORIENTE S.A** con los procedimientos e instructivos para el diseño de recipientes de almacenamiento de derivados de petróleo, garantizando así el servicio y el uso de tanques de almacenamiento.

El presente proyecto mejorara el proceso de diseño en sector industrial, de tal manera que se utilice los procedimientos y normas actualizadas aplicables a este diseño por lo cual el aumento de la industria petrolera ha exigido la construcción de tanques de almacenamiento atmosféricos tipo cilíndrico con una operación confiable, certificada y segura durante su vida útil regidos por la norma API-650.

1.4Objetivos

1.4.1Objetivo general. Calcular y diseñar un tanque de almacenamiento de 3000bbblspara derivados de petróleo mediante la norma API650.

1.4.2Objetivos específicos:

Determinar las condiciones idóneas y etapas del proceso a diseñar.

Determinar los parámetros de entrada necesarios para iniciar el diseño mecánico según las normas API 650.

Realizar la selección de materiales y el diseño del tanque y sus componentes.

Analizarcostos de los materiales a emplear en el diseño.

Realizar los planos del diseño mediante los parámetros obtenidos en la norma.

1.5 Metodología

Para el desarrollo del presente diseño se efectuará secuencialmente las siguientes actividades:

- Identificar la característica de los diferentes tipos de tanques para almacenamiento de derivados de petróleo.
- Identificación de las características de los materiales a utilizar en el diseño.
- Selección de materiales, y accesorios del taque.
- Determinación de los pasos de diseño aplicando la norma vigente API 650.
- Cálculo del diseño mediante los parámetros requeridos para el servicio de almacenamiento.
- Verificación (análisis) del diseño mediante la utilización de un software.
- Realización de planos que conforman la constitución del tanque.
- Memoria de cálculo del diseño realizado.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 Definición de tanque de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento son estructuras de diversos materiales, por lo general de forma cilíndrica, que son usadas para preservar líquidos o gases a presión ambiente, por lo que en ciertos medios técnicos, se les da el calificativo de tanques de almacenamiento atmosféricos.

2.2 Tipos de tanques de almacenamiento

Para un buen diseño los factores que influyen son: tipo de tanque, la función y ubicación del tanque, tipo de fluido, temperatura y presión de operación, y el volumen necesario de almacenamiento. Los tanques de almacenamiento se usan como depósitos para contener una reserva suficiente de algún producto para su uso o comercialización. Estos tanques de almacenamiento, se clasifican como:

- Cilindros horizontales.
- Cilindros verticales de fondo plano.

2.2.1 Tanques cilíndricos de forma horizontal. La gran mayoría de estos tipos de tanques son de un volumen bajo, debido a que la mayoría de estos presentan averías de corte y flexión.

2.2.2 Tanques cilíndricos verticales con fondo plano. Son de mucha utilidad ya que permiten el almacenamiento de grandes cantidades de volúmenes con un costo económico bajo. Este tipo de tanques pueden operar a presión atmosférica.

A este tipo de tanques se los clasifica de la siguiente manera:

- Con techo flotante

- Con techo fijo
- Sin techo

2.3 Tanques atmosféricos según la norma API 650

Los tanques atmosféricos bajo la norma API 650 son utilizados en plantas de proceso que forman parte de refinerías de petróleo o instalaciones petroleras, tales como estaciones de bombeo, estaciones de reducción o plataformas de pozos de producción; en cada uno de estos puntos se almacenan diferentes tipos de hidrocarburos tales como petróleo, productos intermedios como agua de producción o productos terminados como gasolina, diésel, fuel oil.

La norma API 650 considera para el diseño, dos tipos de tanques de almacenamiento a presión atmosférica, en donde manifiesta que el primero contempla tanques de techo fijo, este tipo de tanque es principalmente usado para productos poco volátiles tales como petróleo o búnker.

El segundo tipo están los tanques de techo flotante, este tipo de tanque, como su nombre lo indica tiene un techo no soportado, el cual flota sobre el fluido almacenado, manteniendo un volumen y presión constante sobre la superficie del producto, con lo cual se minimizan los efectos de la respiración del tanque en los procesos de succión y descarga del mismo.

2.3.1 Tanques de techo fijo. Los tanques de techo fijo son utilizados para almacenar líquidos en donde los de techo flotante no son exigidos.

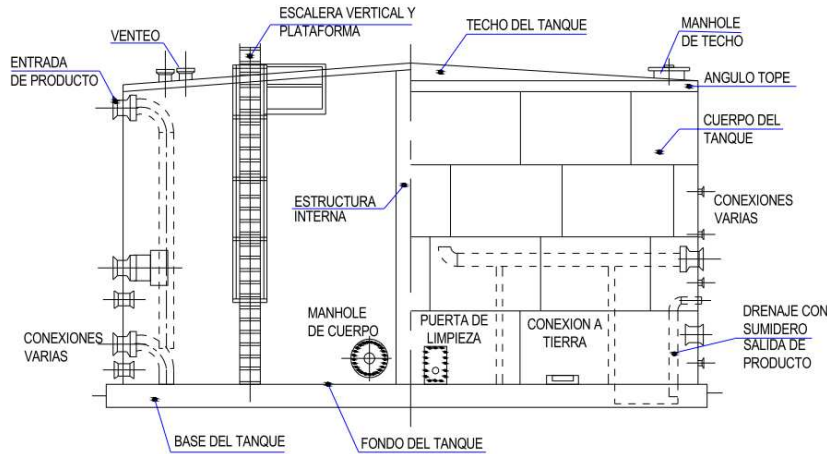
Los tipos de techo fijo más utilizados son los siguientes:

- Soportados.
- Auto soportado

Los tanques atmosféricos de hasta 24 pies (7.315m) de diámetro pueden ser cubiertos con un techo autosoportante; con un diámetro de hasta 80 pies (24.38m) requieren

mínimo una columna central para el soporte del techo. Tanques con diámetros superiores al anterior son frecuentemente diseñados con varias columnas, vigas, y correas conectadas entre ellas.

Figura 3. Esquema de un tanque atmosférico de techo fijo.



Fuente: https://www.google.com.ec/search?q=Esquema+de+un+tanque+atmosf%C3%A9rico+de+techo+fijo&rlz=1C1KMZB_en.

Estos tanques de techo fijo se diseñan típicamente para presiones internas bajas. Son diseñados bajo la Norma API 650 con presiones menores a 2.5 psi. Estos en su mayoría tienen techo cónico, el cual puede ser soportado por una estructura interna, o puede ser auto soportado por las propias paredes del tanque.

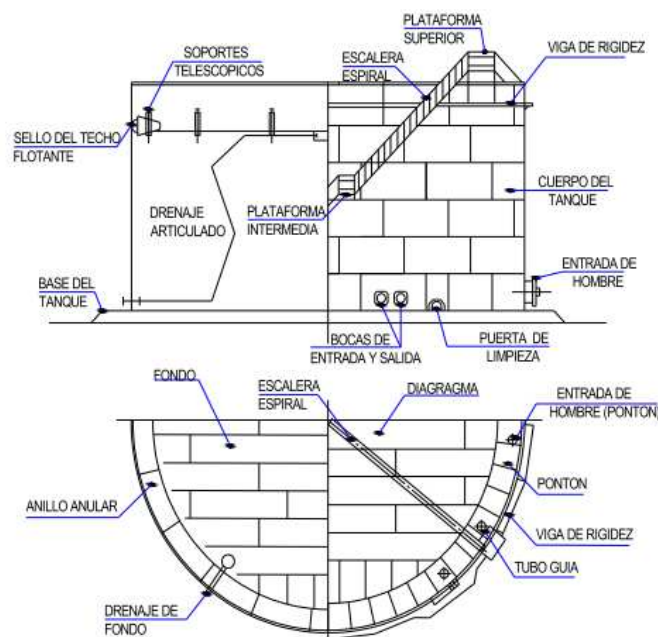
La clara desventaja de este tipo de techos es la pérdida permanente de vapores por los venteos, cuando un producto volátil se almacena en un tanque de techo fijo libremente ventilado, la concentración de vapores volátiles en el espacio de vapor variará dependiendo de las condiciones de presión y temperatura en las que opera el tanque con las consecuentes pérdidas de producto.

Los venteos libres (conocidos también como cuellos de ganso) permiten la emisión de vapores, logrando que el interior se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica, pero las pérdidas por la respiración del tanque son inevitables. Se dispone además de venteos de presión de vacío que evitan una sobrepresión o un vacío en el interior del tanque. Estos dos accesorios son montados sobre el techo suministrando una suficiente capacidad de venteo, protegiendo al tanque de daños por efectos de variación de presión.

Existen otras opciones de techo tipo fijo como son los techo tipo domo de aluminio que resuelven algunos inconvenientes que generan los techos cónicos de acero. Un domo geodésico de aluminio auto soportado está compuesto de vigas estructurales I, con sus uniones siguiendo la superficie de una esfera, cubiertas con hojas de aluminio triangulares de bajo grosor.

2.3.2 Tanques de techo flotante. Este tipo de techo para tanques atmosféricos es más costoso y complicado de construir y mantener. Su construcción se justifica, cuando se van a almacenar productos con un bajo punto de inflamación (flash point) y se desean reducir las pérdidas por evaporación. El sistema es utilizado para el almacenamiento de combustibles de alto punto de destilación como la gasolina.

Figura 4. Esquema de un tanque atmosférico de techo flotante.



Fuente: https://www.google.com.ec/search?q=Esquema+de+un+tanque+atmosf%C3%A9rico+de+techo+fijo&rlz=1C1KMZB_en.

Existen tres tipos básicos de techos flotantes:

2.3.2.1 Tipo bandeja. Fue el primer tipo de techo flotante construido y ya prácticamente no se usa a pesar de su bajo costo, por su baja estabilidad sobre todo en zonas de alta precipitación.

2.3.2.2 Tipo pontón. Este tipo de techo se utiliza para diámetros entre 18 y 90 metros, es más estable y reduce la posibilidad de evaporación por debajo de la cubierta. El sistema de flotación consiste en pontones anulares cuyo número varía según el diámetro 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.

2.3.2.3 Tipo de cubierta doble. Es sin duda el diseño más avanzado, más 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 considerado el diseño más seguro debido a que está 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.

2.4 Importancia del almacenamiento de petróleo

Día a día existen la importancia de almacenar productos como petróleo y otros derivados petroquímicos en donde existe la necesidad de mejorar el control ya sea en la producción o medioambiental.

El almacenamiento de petróleo ayuda a la industria con una mejor planificación en las diferentes operaciones que se realizan tales como: transporte, refinación, etc., como también se requiere de muchas exigencia y bajo normas en la industria petrolera, a los recipientes con características particulares para almacenar una gran variedad de productos como: gas licuado de petróleo, y crudo.

Para almacenar líquidos combustibles como petróleo y otros derivados petroquímicos considerados como productos limpios que se pueden conservar a presión atmosférica y temperatura ambiente, se fabrican normalmente en tanques cilíndricos de fondo plano, techo fijo, o flotante, con el fin de evitar la acumulación de gases inflamables.

Figura 5. Tanque de Almacenamiento para petróleo.



Fuente: <http://www.cesel.com.pe/>

Para fabricar tanques se emplean planchas de acero de específicas composiciones, de distintos espesores conforme su posición en la estructura del tanque. Estas planchas se sueldan entre sí de acuerdo a normas de construcción que garantizan la integridad y funcionamiento. Los tanques atmosféricos soldados son diseñados para soportar presiones internas de máximo 18 kPa o 2,5 psi. En caso de que se produjera un derrame o un daño estos tanques son contruidos por un cubeto tipo tina alrededor de cada tanque o de un grupo de tanques, dependiendo de su volumen instalados en el sitio, aislado de las capas del suelo por una geo membrana, garantizando de esta manera la mínima contaminación por absorción.

2.5 Partes de un tanque de almacenamiento(AVALOS, 1997)

Debido a la gran variedad de tanques de almacenamiento para productos derivados de hidrocarburos así como para petróleo crudo, se debe limitar un análisis de los tanques que cubren las necesidades básicas de la industria petrolera en Ecuador como son los tanques cilíndricos verticales que operan a presión atmosférica, con techos cónicos o flotantes.

Según los requerimientos del caso. Los tanques de almacenamiento están equipados con accesorios estandarizados para su normal funcionamiento, teniendo además, equipos suplementarios para condiciones especiales.

A continuación se describe los accesorios más necesarios:

2.5.1 Ventilas o válvulas de venteo. El tanque está provisto de ventilas, sean simples o automáticas, estas permiten la salida del aire cuando el tanque comienza a llenarse cerrándose el momento en que el fluido alcanza un determinado nivel.

2.5.2 Entradas de hombre (Shell manholes). Permiten la entrada del hombre para la inspección o limpieza, debiendo permanecer cerradas en operación normal. Los shellmanholes se diseñan en base a la norma API 650 sección 5.7.5.

2.5.3 Disco central y columna central. El tanque está compuesto por un disco central y una columna central. Sobre el disco, se apoyan las correas y este disco se encuentra diseñado para soportar las cargas que generan las correas. Mientras que la función de la columna central, está diseñada para soportar la carga muerta de los elementos más una carga uniforme, esta carga no menor a 1,2 kPa. (25 lbf / ft²) en una área proyectada. Las columnas, no deben ser consideradas elementos esbeltos y deben ser diseñados en base a la norma API 650 sección 5.10.3.4.

2.5.4 Boca de sondeo (manholes de techo). Facilita el mantenimiento, la medición manual de nivel y temperatura, y la extracción de muestras.

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

2.5.6 Servomecanismos. Es un mecanismo o palpador mecánico que sigue el nivel de líquido precisión de 1 mm aproximadamente.

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

2.5.8 Instalación contra incendios. Deben contar con sistemas que suministren espuma dentro del recipiente, y con un sistema que sea capaz de suministrar el caudal de agua mínimo que exige la ley.

2.5.9 *Serpentín de calefacción.* Empleado en productos como el crudo (sedimentación de parafinas) y fuel oil (mantener viscosidad adecuada), son tubos de acero por los que circula vapor a baja presión.

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

2.5.11 *VPV (válvulas de presión y vacío).* Son necesarias ya que el tanque “respira” debido a: vaciado / llenado, alta TVR del hidrocarburo almacenado, aumento de la temperatura, exposición al fuego, etc. En hidrocarburos pesados (fuel oil, asfaltos, lubricantes), se colocan cuellos de cigüeña con arresta llamas.

2.5.12 *Salidas de flujo de agua.* Son redes que permiten la evacuación de aguas y granizo ocasionalmente acumulados.

2.5.13 *Embocaduras para entrada y salida del producto (shellnozzles).* Estas aberturas permiten el ingreso o la salida del producto del tanque de almacenamiento son diseñadas en base a la norma API 650 sección 5.7.6.

2.5.14 *Drenajes.* En este tipo de tanques los únicos drenajes se encuentran localizados en el cuerpo con su respectivo sumidero en el fondo del tanque. Su construcción se debe a que, debe evacuarse de alguna manera el agua depositada sobre el techo de un tanque y evitar así, que se generen esfuerzos en el techo del mismo. Los sumideros pueden ser tipo sifón, mangueras flexibles o hacia un drenaje abierto o cerrado.

2.5.15 *Techo.* El techo constituye una estructura de soporte que está diseñada para soportar una carga muerta más de una carga uniforme equivalente a 1,2 kPa (25lb/ft²) en un área proyectada, las láminas del techo tienen un espesor mínimo de 5 mm (3/16 in.).

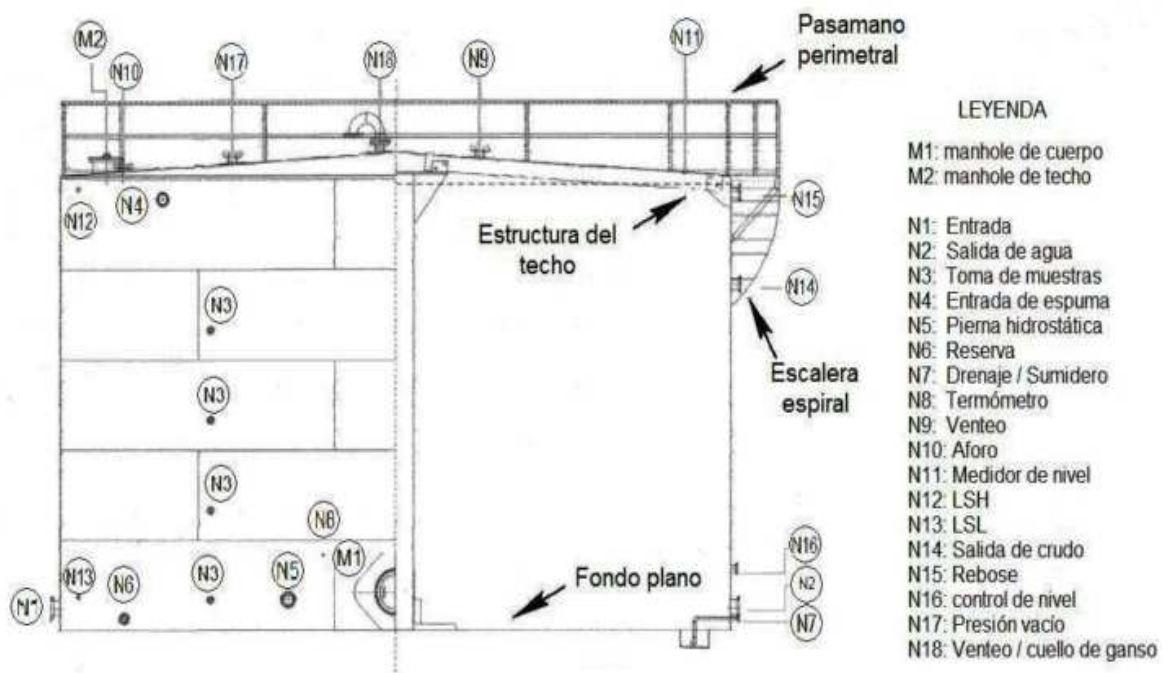
El techo de un tanque está compuesto por un disco circular, cartelas, correas, láminas, los venteos y el manhole de techo.

2.5.16 Columnas exteriores. Estas columnas son elementos que son diseñados a fuerza axial compresiva y el espesor de cualquier elemento estructural no debe ser menor a 6 mm (0,250pulg.) incluyendo estos a vigas, columnas correas y refuerzos.

2.5.17 Anillos de soporte. Son rigidizadores de la estructura del tanque; permiten que este conserve su forma en el transcurso del tiempo.

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

Figura 6. Partes de un tanque de almacenamiento.



Fuente: https://www.google.com.ec/search?q=Esquema+de+un+tanque+atmosf%C3%A9rico+de+techo+fijo&rlz=1C1KMZB_en.

2.5.19 Plataformas, pasadizos y escalinatas. Permiten el acceso a la parte superior o techo del tanque para funciones de limpieza, mantenimiento o inspección. Para ciertas

ocasiones se utilizan escaleras verticales para el acceso y en el caso de las plataformas éstas se utilizan más en tanques de techo flotante.

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

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

2.6 Normas estándares y códigos según la norma API 650

Para una buena aplicación de esta norma, existe una institución que regula las actividades de diseño y construcción a través de la emisión de reglamentos como códigos, estándares o norma, basados en estándares o códigos reconocidos internacionalmente, que son adaptados de acuerdo al grado de investigación o desarrollo tecnológico.

La Norma API 650, Americanpetroleuminstitute, Weldedsteeltanksforoilstorage, traducido: Instituto americano del petróleo, tanques de acero soldados para almacenamiento de petróleo, es conocida por su uso en todo el mundo y aplicada por todos los países dedicados a la industria, es utilizada en nuestro país por empresas constructoras dedicadas al diseño y construcción de tanques para la industria petrolera.

2.6.1 Especificación de la norma API 650. Según las siglas de la norma lo indican que este es recopilado, publicado y actualizado por el instituto americano del petróleo, API (American Institute of Petroleum), en donde existen diez códigos desarrollados por el API relacionados con tanques de almacenamiento según su capacidad de almacenamiento.

2.6.2 API 650. Para la siguiente documentación se utilizara la norma API 650, Décima segunda edición, adendum 1 marzo 2013, fecha efectiva marzo 2013. Esta norma cubre lo referente a material, diseño, fabricación, montaje y requerimientos de

prueba para tanques de almacenamiento de aceros verticales, cilíndricos, superficial, cerrados y abiertos por arriba, soldados en varios tamaños y capacidades.

Tabla 1. Código y especificaciones

12B	Tanques empernados para el almacenamiento de líquidos de producción.
12D	Tanques soldados en campo para el almacenamiento de líquidos de producción, este código cubre taques con capacidades nominales desde 500 hasta 1000 bbls.
12F	Tanques soldados en taller para el almacenamiento de líquidos de producción, este código cubre tanques con capacidad nominales desde 90 hasta 500 bbls.
12P	Tanques plásticos reforzados con fibra de vidrio.
620	Diseño y construcción de grandes tanques de almacenamiento soldados para trabajar a bajas presiones (15 PSIG).
650	Tanques soldados de acero para almacenamiento de petróleo.
2000	Venteo de tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión, ya sean refrigerados o no refrigerados.
2015	Entrada y limpieza segura de tanques de almacenamiento de petróleo.
2551	Medición y calibración de tanques horizontales.
2610	Diseño, operación, mantenimiento e inspección de estaciones de tanques y terminal.

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Está conformado por 10 secciones, y 27 apéndices los que se muestra a continuación.

Tabla 2. Secciones de la norma.

Sección 1	Alcance de La Norma.
Sección 2	Referencias normativas
Sección 3	Términos y definiciones
Sección 4	Materiales
Sección 5	Diseño
Sección 6	Procesos de fabricación.
Sección 7	Montaje
Sección 8.	Procedimientos de inspección
Sección 9	Procedimientos de soldadura y calificación de soldadores.
Sección 10.	Identificación de tanque.- Comercialización.

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Tabla 3. Apéndices y especificaciones.

Apéndice A.	Diseño opcional para pequeños tanques.
Apéndice AL.	Tanques de almacenamiento de aluminio.
Apéndice B.	Especificaciones de diseño y construcción de bases de tanques.
Apéndice C.	Techos flotantes externos
Apéndice D.	Relacionado con posibles consultas que se pueda hacer sobre aspectos técnicos.
Apéndice E.	Menciona los factores sísmicos que deben de ser considerados en el diseño de un tanque.
Apéndice F.	Diseño de tanques sometidos a pequeñas presiones.
Apéndice G.	Techos de aluminio soportados estructuralmente.
Apéndice H.	Techos flotantes internos.
Apéndice I.	Detección de fugas en la parte inferior de tanques y protección de fundaciones.
Apéndice J.	Ensamble en taller de tanques de almacenamiento.
Apéndice K.	Ejemplo de aplicación para determinar el espesor de la lámina de un tanque por el método de punto variable.
Apéndice L.	Hojas de datos para tanques atmosféricos según la norma API 650.
Apéndice M.	Requerimientos para tanques que operen a temperaturas entre 200°F y 500°F.
Apéndice N.	Condiciones para el uso de materiales que no hayan sido perfectamente identificados.
Apéndice O.	Recomendaciones para conexiones ubicadas en el fondo.
Apéndice P.	Cargas externas permisibles en las aberturas del cuerpo del tanque.
Apéndice R.	Cargas combinadas
Apéndice S.	Tanques de acero inoxidable austenítico.
Apéndice SC.	Tanques de almacenamiento con materiales mixtos, en acero al carbón y acero inoxidable.
Apéndice T.	Resumen de requerimientos.
Apéndice U.	Pruebas de ultrasonido en lugar de pruebas radiográficas para cordones de soldadura.
Apéndice V.	Diseño de un tanque de almacenamiento para presión externa.
Apéndice W.	Recomendaciones comerciales y documentación.
Apéndice X.	Tanques de almacenamiento de acero inoxidable dobles.
Apéndice Y.	Tipos de monogramas API.

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Los puntos que desarrollan esta norma, y el diseño de tanques atmosféricos se relaciona bajo ciertas condiciones:

La presión de diseño es aproximadamente la presión atmosférica equivalente a 1 atm, o 101,3 kPa o 14,7 psi, con un alcance de una presión interna de hasta (18 kPa) 0,2.6 psi. La temperatura de operación máxima del tanque es de 93 °C (200 °F). Sin embargo el Apéndice M provee requerimientos para tanques que operen a una temperatura de diseño mayor a 93 °C, pero que no excedan los 260 °C (500° F).

El tanque que se diseñará, con una presión interna menor a 18 kPa (2.6 psi) y con una temperatura máxima de 93° C. (200 °F), como se indica en la sección 1.1.19 de la norma API 650. De esta manera la norma API 650, proporciona tanques seguros y de razonable costo para el cliente, cumpliendo con las necesidades de acuerdo a sus especificaciones. A pesar de que esta norma ha sido utilizada como una fuente muy confiable para el diseño de tanques, claramente señala que los tanques diseñados deben cumplir con ciertos aspectos mínimos y deja a criterio del diseñador la ingeniería de detalle del mismo.

2.6.3 AISCE Instituto americano de construcción de acero. Es un organismo que gobierna el plan de fabricación, levantamiento, resistencia, materiales y estudio de cargas en todo lo referente al diseño de estructuras metálicas con acero. También dispone de , conceptos, definiciones, tablas de esfuerzos cortantes, tablas de momentos, definiciones de esfuerzos permisibles, tanto para tracción, compresión, flexión, corte, restricciones para estructuras metálicas, y fórmulas para diferentes estados de carga en el diseño, las mismas que deben ser conocidas por el fabricante, que son una gran ayuda en el momento de realizar el cálculo estructural. Entre los tipos de secciones o formas disponibles de perfiles, se tiene: perfiles I (formas WF; M, S, HP), canales americanos estándar ©, canales misceláneos (MC), y ángulos (L), de alas iguales o desiguales.

2.6.4. NEC. Norma Ecuatoriana de la Construcción. Oficializada por el ministerio de desarrollo urbano y vivienda, mediante acuerdo ministerial No. 0028 del 19 de agosto del 2014 dispone la oficialización de los siguientes seis capítulos.

- Cargas (no sísmicas)
- Diseño sismo resistente
- Estructuras de hormigón armado
- Geotecnia y cimentaciones
- Mampostería estructural
- Rehabilitación sísmica de estructuras

Lo cual servirá de mucha importancia para el estudio y diseño de la presente tesis, dando a conocer que se pudo relacionar datos importantes con la Norma API 650, en este caso datos como cargas no sísmicas, que comprende el primer capítulo de dicha norma NEC.

2.7 Materiales utilizados en tanques de almacenamiento bajo Norma API 650

Es importante para fabricación de un tanque se debe seleccionar el tipo de material adecuado lo cual están dentro de los diferentes tipos que existen en el mercado, de esta manera se detalla los materiales más utilizados con su respectiva aplicación.

- A-36. Acero estructural.

Se utiliza para espesores de planchas iguales o menores a 40 mm. (1 ½ pulg.). Este material es aceptable y usado también, en los perfiles para de los elementos estructurales del tanque.

- A-131. Acero estructural.

Grado A, para espesor igual o menor a 12.7 mm. (1/2 pulg.).

Grado B, para espesor igual o menor a 25.4 mm. (1 pulg.).

Grado C, para espesor menor o igual a 38 mm. (1-1/2 pulg.).

Grado EH36 para espesor menor o igual 44.5 mm. (1-3/4 pulg.).

- A-283. Placas de acero al carbón con medio y bajo esfuerzo a la tensión

Grado C, Para espesores menores o iguales a 25.4 mm. (1 pulg.). Este tipo de material es el ms utilizado, porque se puede emplear como perfiles estructurales como para la pared, techo, fondo y accesorios del tanque.

- A-285. Placa de acero al carbón con medio y bajo esfuerzo a la tensión.

Grado C, Para espesores menores o iguales de 25.4 mm. (1 plg). Este material es recomendable para la construcción del tanque (cuerpo, fondo, techo y accesorios principales), el cual no se recomienda para elementos estructurales debido a que tiene un costo económico alto comparado con los anteriores.

- A-516. Placa de acero al carbón para temperaturas de servicio moderado.

Grado 55, 60, 65 y 70. Para espesores menores o igual a 38mm. (1-1/2 plg). Este material es de una calidad buena y, consecuentemente, de un costo económico elevado, por lo tanto se recomienda su uso en casos en que se requiera de un esfuerzo a la tensión alta, que se justifique su elevado costo.

- 53. Grados A y B. Para tubería en general.
- A-106. Grado A y B.

Se los denomina a los tubos de acero al carbón sin costura para trabajar a elevadas temperatura. En el mercado nacional, es fácil la adquisición de cualquiera de estos dos materiales, ya que ambos cumplen satisfactoriamente con los requerimientos exigidos por el estándar y la diferencia de precio y propiedades no es elevada.

- A-105.-Forja de acero al carbón para accesorios de acoplamiento de tuberías.
- A-181.-Forja de acero al carbón para uso en general.
- A-193.- Grado B7. Material para tornillos sometidos a alta temperatura y de elevada resistencia, menores a 64mm. (2-1/2 plg), de diámetro.
- A-194.-Grado 2H. Material para tuercas a alta temperatura y de alta resistencia.
- A-307.-Grado B. Material de tornillos y tuercas para usos generales

Los materiales usados en la construcción de tanques deberán estar conformes a las especificaciones nombradas en este capítulo, sujetos a las modificaciones y limitaciones indicadas en la norma API 650.

Cuando por condiciones de servicio se justifique el uso de mejores materiales, se puede utilizar cualquier material de los indicados en la Tabla .4 quedando sujetos a las limitaciones y modificaciones indicadas en esta norma de referencia.

- Placas.

Estas placas deben cumplir con las especificaciones indicadas en la tabla .4. “Materiales para la fabricación de tanques de almacenamiento” y bajo los parámetros técnicos establecidos por ASTM.

2.8 Materiales para el diseño del tanque

Dependiendo la temperatura del sitio en donde se va a utilizar el tanque es el criterio para la selección de los materiales que se va a usar para la construcción del cuerpo, piso y techo del tanque, como primera instancia, para ello se usa la tabla 4. Cuando se seleccione el grupo API, se utiliza la Figura 6, se ingresa con la temperatura del metal especificado previamente por el cliente, que de acuerdo con la norma se asumirá en 8 °C (15 °F) sobre la temperatura ambiente más baja.

En nuestro país por sus características ambientales es apropiado el uso de los materiales base del grupo API. Éstos son: especificaciones para aceros ASTM 283 grado C, A 285 grado C, A 131 grado A, A 36.

Tabla 4. Espesor máximo según su especificación de cada material

ESPECIFICACIÓN DE MATERIAL	GRADO	MÁXIMO ESPESOR DE PLACA	
		mm	(pulg)
ASTM A 36 / A 36M	-----	40	(1½)
ASTM A 131 / A 131M	A	12,5	(½)
	B	25	(1)
	CS	40	(1½)
	EH 36	45	(1¾)
ASTM A 283 / A 283M	C	25	(1)
ASTM A 285 / A 285M	C	25	(1)
ASTM A 516 / A 516M	55 (380)	40	(1½)
	60 (415)		
	65 (450)		
	70 (485)		
ASTM A 537 / A 537M	1	45	(1¾)
	2		
ASTM A 573 / A 573M	58 (400)	40	(1½)
	65 (450)		
	70 (485)		
ASTM A 633 / A 633M	C	45	(1¾)
	D		
ASTM A 662 / A 662M	B	40	(1½)
	C		
ASTM A 678 / A 678M	A	40	(1½)
	B	45	(1¾)

Fuente: Pemex Diseño de tanques atmosféricos, México

(Continua)

ASTM A 737 / A 737M	B	40	(1½)
ASTM A 841 / A 841M	A Clase 1 B Clase 2	40	(1½)
CSA G40.21	38W (260W)	25	(1)
	44W (300W)	25	(1)
	50W (350W)	45	(1¾)
	38WT (260WT)	40	(1½)
	44WT (300WT)	40	(1½)
50WT (350WT)	50	(2)	
ISO 630	E275 C y D	40	(1½)
	E355 C y D	45	(1¾)

Fuente: Pemex Diseño de tanques atmosféricos, México

Las placas para el tanque, techos y fondos pueden ser solicitados sobre un borde, espesor base o sobre un peso base (lb / pie^2) tal como se especifica en la norma. (API-650, 2013).

El peso pedido deberá ser lo suficientemente grande para proporcionar un espesor de borde no menor que el espesor de diseño calculado o el espesor mínimo permisible. Si un espesor de borde o peso base es usado, con un desgaste no mayor de 0,25mm (0.01plg) con respecto al espesor calculado en el diseño o el espesor mínimo permisible, es aceptable.

Las planchas son limitadas a un espesor máximo de 45 mm (1.75 plg.) a menos que un espesor menor sea declarado en esta norma o en las especificaciones de plancha. Planchas más gruesas que 40 mm (1.5 plg) deberán ser normalizadas o templadas, para realizar pruebas de grano fino y pruebas de impacto. (API-650, 2013)

Tomando en cuenta que el material más comerciable en la industria es el acero A36, que corresponde al grupo I, idóneo para la construcción de tanques con espesores máximos de 40 mm, y estimando en base a la experiencia que los espesores de diseño del tanque, en forma general no serán mayores a 12 mm y que la temperatura del lugar en donde va a ser construido no baja de un mínimo en este año de 20 °C. (WU, 2014 págs. 1-2)

La temperatura con la que se seleccionará el material para el diseño del tanque, será de 27°C y con un espesor máximo de 12 mm. Según los detalles y características de este material se da a notar que es una elección muy adecuada para el diseño del tanque.

Sedebe recalcar que la selección del material en función de sus espesores y temperaturas donde van a ser construidos, se tornan críticas cuando las temperaturas están por debajo de los 0°C, como se verifica en la figura 7.

2.8.1 Perfiles estructurales. La norma API 650 menciona que todos los perfiles estructurales deben estar listados en las especificaciones AISC para la construcción de aceros estructurales y diseños de esfuerzos admisibles.

2.9 Grupos de materiales adicionales para el diseño de tanques

Los espesores y el diseño de temperatura del metal deben seguir las especificaciones de la figura 7. La norma API 650 establece 6 grupos de materiales base API. Los aceros para láminas desde el grupo I hasta el IIIA son normalmente los más usados. Los aceros del grupo IV hasta el VI se utilizarán, siempre y cuando; se mantenga todo el criterio de diseño original para la más baja resistencia de entre los aceros de los grupos I hasta el IIIA.

Se debe asegurar que todos los requerimientos para el diseño, fabricación, montaje e inspección, para el material a ser sustituido reúnan las especificaciones para el más bajo esfuerzo de entre los aceros de los grupos I hasta el IIIA.

Estas especificaciones (se deben incluir pero no son limitantes) son: Propiedades del material y métodos de proceso de producción, niveles de esfuerzo aceptable, dureza, procedimientos de soldadura, alivio de esfuerzos térmicos, ensayos no destructivos.

Tabla 5. Especificaciones de algunos aceros y su tratamiento térmico.

Grupo I Tal como se roló semicalmado		Grupo II Tal como se roló, calmado o semicalmado		Grupo III Tal como se roló, calmado, práctica de grano fino		Grupo III A Normalizado calmado, práctica de grano fino	
Material	Notas	Material	Notas	Material	Notas	Material	Notas
A283 C	2	A 131 B	6	A 573-58		A 131 CS	
A285 C	2	A 36	2,6	A 516-55		A 573-58	9
A131 A	2	G40,2138W		A 516-60		A 516-60	9
A 36	2,3	Grado 250	7	G40,21-38W	8	G40,21-38W	9
Grado 235	3			Grado 250	8	Grado 250	8.9
Grado 250	5						8.9

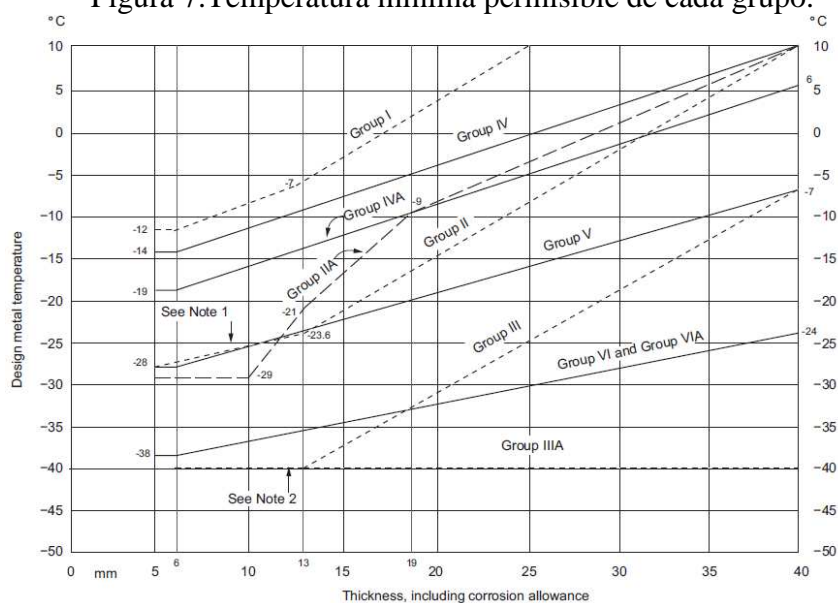
(Continua)

Grupo IV Tal como se roló, calmado práctica de grano fino		Grupo IV A Tal como se roló, calmado práctica de grano fino		Grupo V Normalizado calmado práctica de grano fino		Grupo VI Normalizado o templado y revenido, calmado, práctica de grano fino carbono reducido	
Material	Notas	Material	Notas	Material	Notas	Material	Notas
A573M-450		A 662 C		A573-70	10	A 131 EH 36	
A573M-485		A 573-70	10	A 516-65	10	A 633C	
A516M-450		G 40,21-44W	8,10	A 516-70	10	A633D	
A516M-485		G40,21-50W	8,10	G40,21-44W	9,10	A573 Clase 1	
A 662M B				G40,21-50W	9,10	A573 Clase 2	13
G 40,21-300W	8					A 678 A	
G40,21-350W	8		8			A 678 B	13
E 275C	8		8			A 737 B	
E355C -S275 J0- S355 J0	8					A 841, Grado A, Clase 1	12,13,1 4
						A 841, Grado B, Clase 2	12,13,1 4
Grado 275	8						

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para leer las notas de la tabla 5. Ver Anexo A

Figura 7. Temperatura mínima permisible de cada grupo.



Fuente: API 650 Welded steel tanks for oil storage

Nota:

Las líneas de los grupos II y V coinciden para espesores menores que 1/2 pulg.

Las líneas de los grupos III y IIIA coinciden para espesores menores que 1/2 pulg.

Usar el grupo IIIA y grupo VIA, para tubería y perfiles.

2.10 Almacenamiento de material

Todo material almacenado es propenso a la corrosión, pero de acuerdo con la norma API 650, se aceptarán aquellas láminas almacenadas que tengan una tolerancia en su espesor de hasta 0.25 mm, referidos al espesor de diseño o al espesor mínimo requerido.

Al iniciar una construcción o diseño se debe elegir dentro de las diferentes opciones y calidades de láminas, los aceros recomendados en especificaciones ASTM (American societyfortesting and materials), especificaciones CSA (Canadian standardassociation) especificaciones ISO (Internacional organizationforstandarization) o estándares nacionales.

Se tiene que asimilar que si las láminas necesitan de un tratamiento térmico, ensayo de impacto charpy v-notch, o control de la dureza, debido a las deformaciones plásticas cuando se realiza el rollado de las láminas, tiene que cumplir con las referencias indicadas en el estándar API 650.

2.11 Electrodo para soldadura de arco protegido (SMAW)

En los materiales de soldadura con un esfuerzo mínimo a la tensión menor de 550 MPa. (79771 lb/pulg²), los electrodos para soldadura por arco manual deben estar de acuerdo a la clasificación AWS serie E60XX y E70XX o equivalente, convenientes para las características eléctricas, la posición de la soldadura y otras condiciones de uso. Su selección debe ser de acuerdo con el diseño del tanque (Ver tabla 6).

En las posiciones verticales y sobre-cabeza sólo se puedan emplear electrodos de 5 mm (3/16 pulg) y menores, excepto en el caso de los electrodos E7014, E7015, E7016 y E7018 donde únicamente se pueden usar electrodos de 4 mm (5/32 pulg) y menores.

Se debe tomar que la tabla 6 da a conocer el tipo de cubierta que tiene el electrodo y la posición de soldadura la cual se puede aplicar cada una de ellas, dependiendo de la serie del electrodo, todas estas características se ubican en la tabla 6, lo cual indica también el tipo de corriente que se debe utilizar para cada una de ellas.

Tabla 6. Tipos de electrodos.

Clave	Tipo de cubierta	Posición de la soldadura	Tipo de corriente eléctrica
E6010	Alta Celulosa Sódica	P, V, SC, H.	CD con polaridad invertida
E6011	Alta Celulosa Potásica	P, V, SC, H.	CA o CD con polaridad invertida
E6012	Alto Titanio Sódico	P, V, SC, H.	CA o CD sin cambio de polaridad
E6013	Alto Titanio Potasio	P, V, SC, H.	CA o CD con cualquier polaridad
E6019	Oxido de Hierro y Titanio Potásico	P, V, SC, H	CA o CD con cualquier polaridad
E6020	Alto Oxido de Hierro	Filetes horizontales, P	CA o CD sin cambio de polaridad
E6022	Alto Oxido de Hierro	P	CA o CD con cualquier polaridad
E6027	Polvo de Hierro, Oxido de Hierro	Filetes horizontales, P	CA o CD sin cambio de polaridad
E7014	Polvo de Hierro, Titanio	P, V, SC, H	CA o CD con cualquier polaridad
E7015	Sodio al Bajo Hidrógeno	P, V, SC, H	CD con polaridad invertida
E7016	Potasio al Bajo Hidrógeno	P, V, SC, H	CA o CD con polaridad invertida
E7018	Polvo de Hierro, Bajo Hidrógeno	P, V, SC, H	CA o CD con polaridad invertida
E7024	Polvo de Hierro, Titanio	P, Filetes horizontales	CA o CD con cualquier polaridad
E7027	Polvo de Hierro, Alto Oxido de Hierro	Filetes horizontales, P	CA con cualquier polaridad
E7028	Polvo de Hierro, Bajo Hidrógeno	P, Filetes Horizontales	CA o CD con polaridad invertida
E7048	Potasio al Bajo Hidrógeno, Polvo de Hidrógeno	P, V, SC, H	CA o CD con cualquier polaridad

Fuente: Pemex, diseño de tanques atmosféricos

Notas:

Posiciones de la soldadura

P Plana

H Horizontal

SC Sobre-cabeza;

V vertical.

2.12 Soldadura en tanques de almacenamiento

Refiriéndose a la Norma API 650, para seleccionar un electrodo, debe hacerse según la resistencia a la tensión mínima del material, de la siguiente manera: Si la resistencia a la tensión mínima del material a soldar es menor que 80 Ksi, se deben usar electrodos para soldadura manual al arco eléctrico de las serie E60XX y E70XX establecidos en la última edición del AWS A5.1 Especificación de electrodos para acero al carbono con soldadura al arco metálico protegido.(API-650, 2013)

2.12.1 Cuidados en soldaduras para tanques. Toda soldadura de ninguna clase deberealizarse cuando las superficies del material que van a ser soldadas están mojadas, fuertes vientos, a menos que la soldadura y el trabajo sean propiamente aislados. Así mismo, el precalentamiento debe ser aplicado cuando la temperatura del metal está por debajo de la temperatura requerida en la tabla 7. En ese caso, la base del metal debe ser

calentada hasta la mínima temperatura indicada, dentro de 75mm, del lugar donde la soldadura se va a iniciar y debe mantenerse a 75 mm, por encima del arco.

Tabla 7. Temperatura de precalentamiento según cada grupo.

Material por grupo	Espesor (t) de la placa mas gruesa(mm)	Mínima temperatura de precalentamiento
Groups I,II,III –IIIA	$t \leq 32$	0°C
	$32 < t \leq 40$	10°C
	$t > 40$	93°C
Groups IV,IVA,V-VI	$t \leq 32$	10°C
	$32 < t \leq 40$	40°C
	$t > 40$	93°C

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

La norma API. 650, se relaciona del código ASME sección IX para dar las especificaciones que han de seguirse en la unión y/o soldado de materiales. El código A.S.M.E. sección IX, manifiesta que toda junta a soldar debe realizarse mediante un proceso de soldadura de acuerdo a la clasificación de la junta y, además, el operario debe contar con un certificado que lo garantice como soldador calificado, el cual le permite realizar cierto tipo de soldaduras de acuerdo con la clasificación de ésta.

Una vez realizada el proceso de soldadura, ésta se someterán a pruebas y ensayos como: ultrasonido, radiografiado, líquidos penetrantes, etc., donde la calidad de la soldadura es responsabilidad del constructor.

Al realizar el diseño se debe seguir procedimientos específicos de soldadura para cada caso. Los procesos de soldadura serán presentados para su calificación y estudio antes de aplicar cualquier cordón de soldadura para cualquier caso.

Este proceso debe contener las características de los elementos a soldar, así como la temperatura a la que se deberá precalentar tanto el material de aporte (electrodo, si lo hubiera), como los materiales a soldar.

Para todas las soldaduras que se utilizarán el proceso de arco eléctrico sumergido (SMAW). Este proceso puede ser manual o automático.

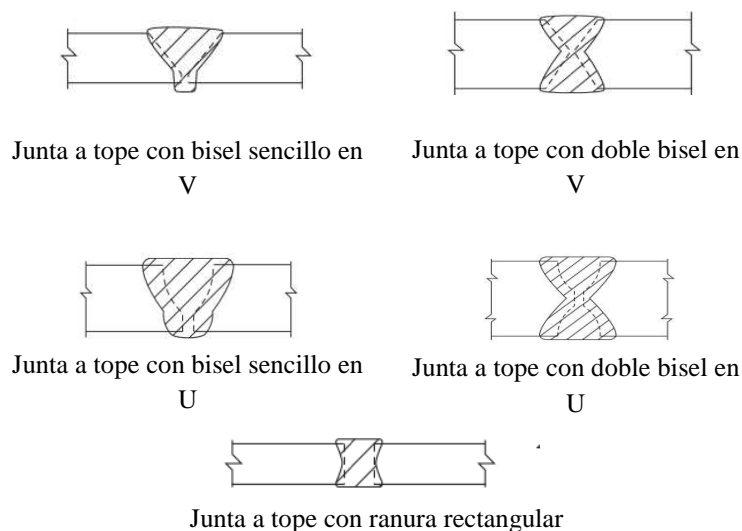
2.13 Tipo de juntas

En la figura 9 y 10 se da a conocer las soldaduras típicas usadas más comúnmente. La cara ancha de las juntas en “V” y “U” puede estar en el interior o exterior del cuerpo del tanque lo cual depende de la facilidad que se tenga para realizar el tipo de soldado. El proceso de soldadura para el tanque debe ser diseñado tomando en cuenta que todos los cordones de soldadura sean horizontales, verticales, y paralelos, para el cuerpo y fondo del tanque, y para el techo, también podrá ser circunferenciales o radiales.

2.13.1 Junta vertical para soldadura del cuerpo. Este tipo de juntas deben 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 requisitos del procedimiento para la soldadura.

Las juntas verticales deben ser paralelas entre sí en una mínima distancia de 5 veces el espesor de la placa ($5t$).

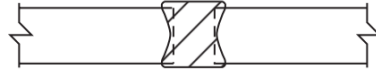
Figura 8. Juntas para soldaduras verticales.



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para poder determinar posteriormente la cantidad de soldadura que se va a depositar para la construcción del tanque, se adopta el diseño de junta para las soldaduras verticales a tope, como se muestra en la figura 9.

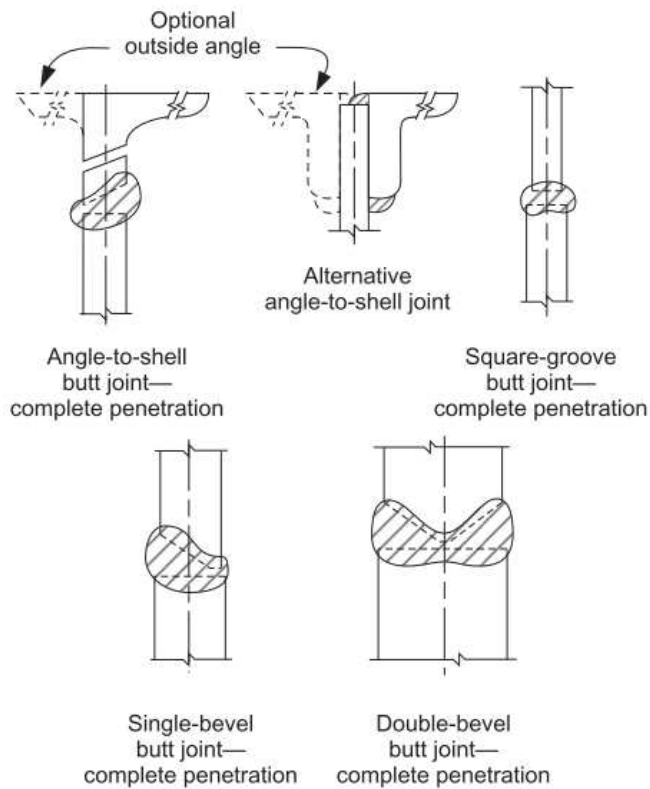
Figura 9. Soldaduras a tope para juntas verticales.



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

2.13.2 Junta horizontal de soldadura para el cuerpo. Este tipo de juntas horizontales, debiesen de fusión y penetración completa, excepto de 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.

Figura 10. Soldaduras para juntas horizontales.



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Figura 11. Junta horizontal con bisel simple.



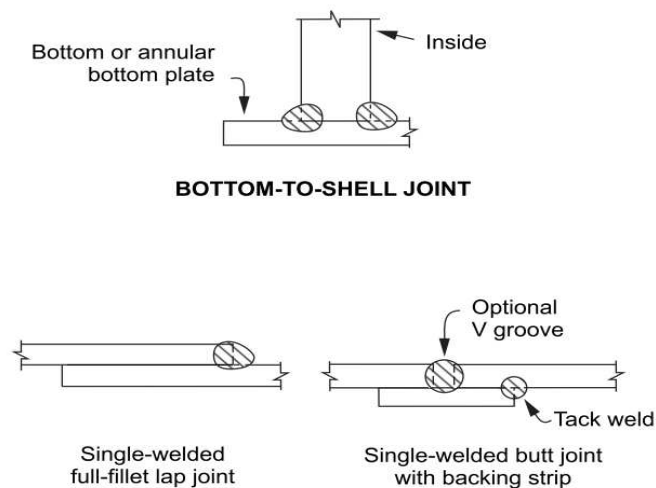
Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para determinar la cantidad de soldadura que se va a depositar en la construcción del tanque, se guiara con el diseño de junta para las soldaduras horizontales a tope, como se muestra en la figura 11.

2.13.3 Juntas de soldadura defondo. Para las juntas traslapadas, las placas del fondo deben ser rectangulares y estar escuadradas. El traslape debe tener un ancho mínimo de 32mm. (1-1/4 pulg) para todas las juntas las uniones de dos o tres placas, como máximo que estén soldadas, guardarán una distancia mínima de 305mm. (1 pie) con respecto a cualquier otra junta y/o a la pared del tanque.

Cuando se use placa anular, la distancia mínima a cualquier cordón de soldadura del interior del tanque o del fondo, será de 610mm. (2 pie). Para todas las placas del fondo, estas van soldadas con un filete continuo a lo largo de la unión.

Figura 12. Diferentes juntas para el fondo del tanque.



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para las juntas a tope, las placas del fondo deberán tener sus biseles preparados para recibir el cordón de soldadura, ya sea escuadrando éstas o con biseles en "V". Si se utilizan biseles en "V", la raíz de la abertura no debe tener más de 6.3 mm. (1/4 pulg).

Las placas del fondo deberán tener punteada una placa de respaldo de 3.2 mm (1/8 pulg.) de espesor o mayor que la abertura entre placas, se puede utilizar un separador para mantener el espacio entre las placas. Cuando se realicen juntas entre tres placas en el fondo del tanque, éstas deben llevar una distancia mínima de 305 mm. (1 pie) entre sí o respecto a la pared del tanque.

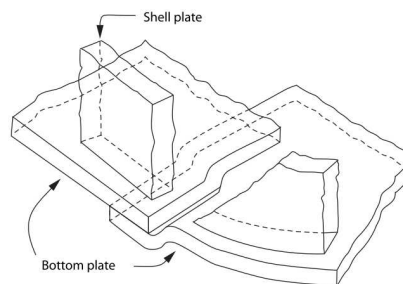
2.13.4 Juntas para la placa del fondo del tanque. Si el anillo inferior del tanque es diseñado usando esfuerzos admisibles para materiales de los grupos IV, IVA, V, O VI, se soldara a tope con el fondo del tanque una placa anular.

Cuando el anillo de fondo del cuerpo es de un material de los grupos IV, IVA, V, O VI, y el esfuerzo máximo para el primer cordón es menor igual que 160 Mpa. (23.200 psi) o la tensión máxima de prueba hidrostática es menor o igual a 172 Mpa. (24.900 psi), las planchas serán soldada a tope.

En el fondo del tanque las láminas para el piso, debe ser rectangulares y escuadradas, además de que realiza soldadura de juntas traslapadas. El traslape de tres láminas en el fondo del tanque no debe ser mayor a 300 mm (12plg) entre estas, así como también la distancia entre el primer anillo del tanque y la junta a tope de la placa anular.

Las placas del anillo circular deben estar soldadas a tope, al igual que la junta entre el anillo circular y el fondo del piso. Las planchas de fondo anular tendrán una anchura radial tal que sea por lo menos de 600 mm. (24 pulg.). Entre el interior del cuerpo y cualquier unión soldada a solapa en el resto del fondo y por lo menos 50 mm (2 pulg.) salientes fuera del cuerpo.

Figura13. Forma del traslape para el fondo del tanque



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

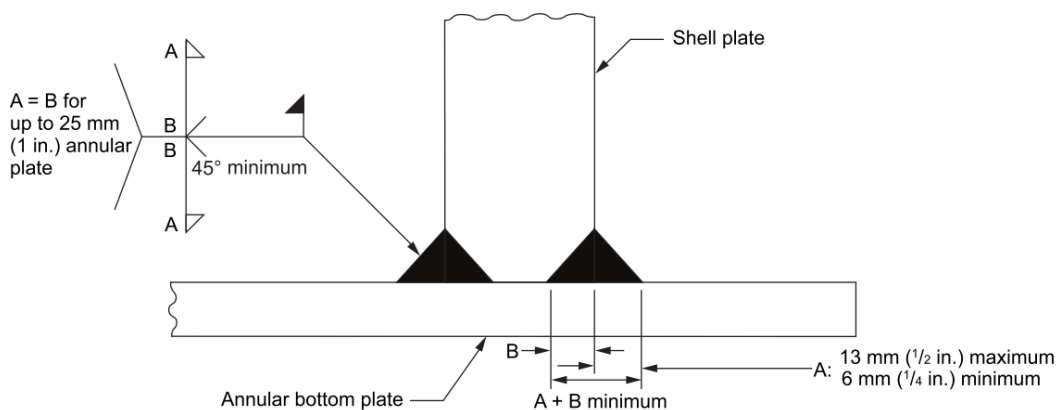
Las placas del fondo necesitan ser soldadas en el lado del filo únicamente con una soldadura continua en junta tipo filete en todas las costuras (ver figura 13).

A menos que la placa anular del fondo sea usada, las placas del fondo del piso que están debajo del primer anillo del cuerpo del tanque deben dar un apoyo completamente paralelo, liso y uniforme en el extremo final del traslape de las placas del fondo.

Al iniciar la construcción se debe tomar en cuenta que para el primer anillo del cuerpo del tanque debe ir unido en el fondo del tanque o piso con soldadura de ángulo o filete, para el fondo o placa anular con una espesor nominal de 12.5 mm (1/2plg) y menores. La fijación entre el borde del fondo del anillo del cuerpo y las placas del fondo del piso debe ser una soldadura a filete continua en el interior y el exterior del fondo del anillo del cuerpo.

Para la unión de anillo del fondo del cuerpo del tanque y la placa anular del fondo con un espesor nominal mayor que 13 mm (1/2plg) la penetración del cordón de soldadura de relleno, debe ser tal que, las longitudes de los filetes de las juntas, o el espacio de la ranura no debe exceder el espesor de las placas del cuerpo. (API-650, 2013)

Figura 14. Detalle para soldadura doble de filete-ranura para unión cuerpo- placas anulares del fondo, con espesor nominal máximo de 13mm



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Notas:

A Soldadura de filete limitada hasta un máximo de 13 mm (1/2 pulgada).

A+B Espesor delgado para placas del fondo.

La soldadura de ranura B puede exceder a la soldadura de filete, cuando el espesor de la placa anular es mayor que 25 mm o 1 pulgada.

El tamaño de la soldadura no debe ser mayor de 12,5 mm (1/2plg) ni menor que el espesor nominal de la placa más delgada entre el fondo del piso y el primer anillo del cuerpo o menor que los siguientes valores:

Tabla 8. Espesor mínimo de soldadura en la unión cuerpo y fondo del tanque.

Espesor nominal de la placa de la envolvente		Mínimo tamaño de filete de Soldadura	
(mm)	(in)	(mm)	(in)
t=5	0,1875	5	3/16
5 < t ≤ 20	0,1875 < t ≤ 0,75	6	1/4
20 < t ≤ 32	0,75 < t ≤ 1,25	8	5/16
32 < t ≤ 45	1,25 < t ≤ 1,75	10	3/8

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

2.13.5 Bridas y pernos. La selección de materiales para bridas debe estar de acuerdo con las características de los aceros en las especificaciones ASME B16.5. Puede ser usada lámina metálica para bridas y bocas pero debe de tener propiedades mejores o iguales a aquellas requeridas por ASME B16.5. (API 650, 2013).

El material para pernos debe estar de acuerdo con las características de los aceros en las especificaciones ASTM A 307 o A 193M/A 193. Se utilizará solo para propósitos estructurales el acero A 325M/ A 325. (API 650-4.7).

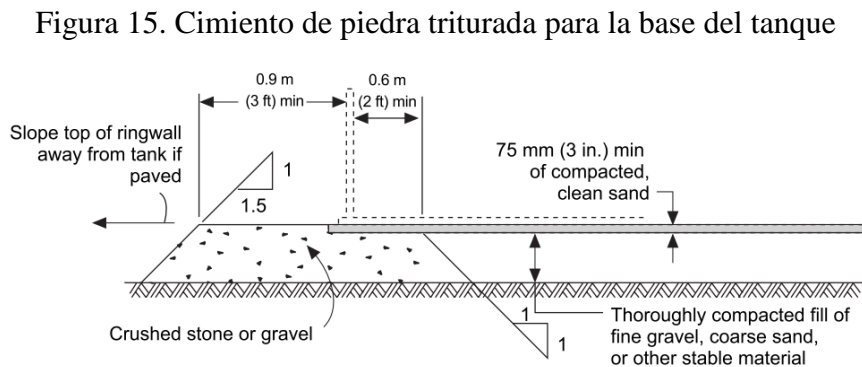
2.14 Cimentación para tanques de almacenamiento de petróleo

La cimentación tiene la función de soportar las cargas del tanque y distribuirlas de la manera más uniforme posible sobre el suelo, para evitar asentamientos diferenciales indeseables. Además brinda una superficie uniforme donde se realiza el montaje de la estructura del tanque, como también sirve de protección contra la humedad, ya que separa al tanque de la humedad del suelo. A continuación se describen los tipos de cimentación posibles para tanques según el estándar API 650.

2.14.1 Cimiento anular de grava y roca triturada. Este cimiento está formado por un anillo de grava y roca triturada de manera similar al anillo de concreto, teniendo características de desempeño similares, aunque no iguales. Sus prestaciones difieren en que el anillo de grava absorbe mejor los asentamientos diferenciales del suelo ya que es más flexible, pero es más difícil de dejarla a nivel, dentro de tolerancias permisibles.

2.15 Requerimientos para cimiento anular de roca triturada según API 650

El estándar API 650 en la sección B.4.3 requiere que se respeten algunas consideraciones sobre este tipo de cimentación las misma se pueden apreciar en la figura 15.(API-650, 2013).



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

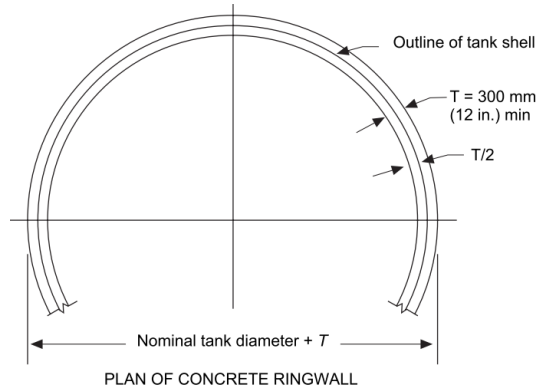
El estándar API 650 en la sección B.4 hace referencia del tipo de cimentación típico el cual consta de un anillo de concreto. Dicho anillo debe de cumplir las siguientes especificaciones. El espesor del anillo debe de ser como mínimo 12 pulgadas como se puede ver en la figura 15. El lugar de contacto entre el tanque y el suelo debe de ser material compactado y libre de arena como se ve en la figura 16.

La pared del tanque debe descansar sobre el cimiento de forma concéntrica es decir en el centro del cimiento como se ve en la figura 15. Los bordes superiores del anillo de cimentación deben tener pendientes de 100% y 50% respectivamente como se ve en la figura 17.

Debe de existir una diferencia de nivel entre la parte superior del anillo y el nivel del suelo esta diferencia debe de ser de 1 pie como se puede ver en la figura 16.

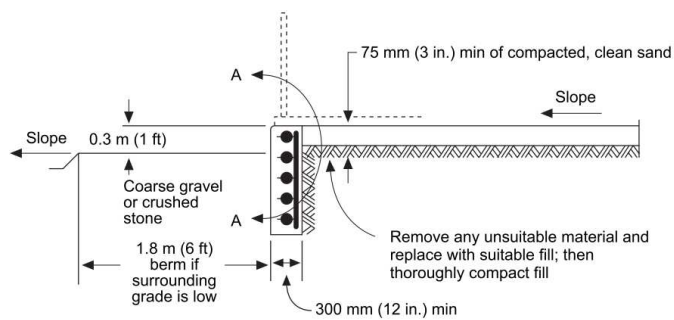
Alrededor del tanque debe existir una pendiente para drenar toda el agua producto de lluvia o por otra causa como se ve en la figura 16.

Figura16. Plano de cimiento anular de concreto



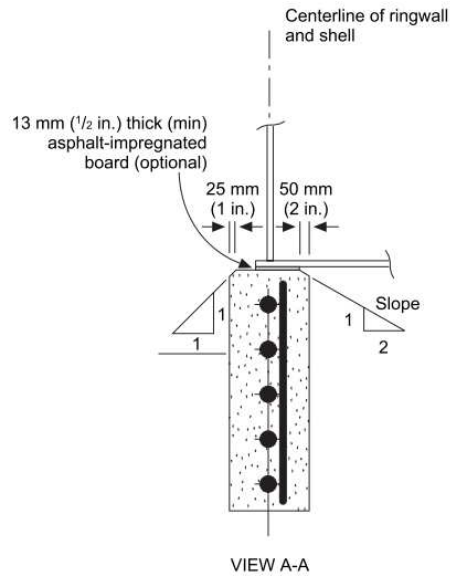
Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Figura17. Sección transversal y condiciones de entorno



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Figura 18. Anillo transversal



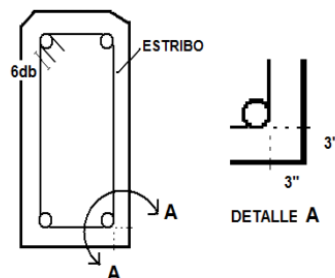
Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Además de las consideraciones anteriores el estándar API 650 requiere que se respeten ciertas consideraciones del código ACI 318, tales como:

Cuando el concreto este expuesto contra el suelo se debe dar un recubrimiento de 3 pulgadas como mínimo al refuerzo para protegerlo de cualquier corrosión como se ve en la figura 18.

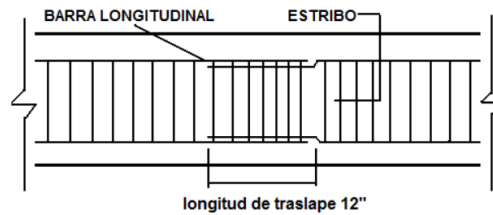
Cuando se utilicen estribos para el refuerzo transversal usualmente No.3 y No.4 este debe de tener ganchos a 45 grados y una longitud de 6 veces su diámetro como se ve en la figura 18. El traslape mínimo a tracción para barras (corrugadas) longitudinales debe ser de 12 pulgadas como se muestra en la figura 19.

Figura 19. Sección transversal de anillo de cimentación



Fuente: ACI 318,

Figura 20. Longitud de traslape a tensión



Fuente: ACI 318

2.16 Condiciones del entorno para el diseño del tanque

Las condiciones del entorno afectan el diseño ya que varían otros parámetros del diseño, especialmente las cargas. Las condiciones bajo las cuales trabajará el tanque durante su vida de servicio varían según el sitio donde éste será construido.

2.16.1 Sismo. El sismo es la aceleración horizontal de la masa del tanque y su contenido a causa de fuerzas geotécnicas. El sismo afecta todas las estructuras del tanque, pero primordialmente la pared del tanque. El contenido del tanque también se ve afectado, ya que durante un evento de sismo, éste puede llegar a oscilar periódicamente en el interior del tanque, en un modo de vaivén, causando empujes adicionales a la pared del tanque.

2.16.2 Viento. Éste afecta al tanque en la proyección de su área lateral en la forma de presión horizontal. Esta carga, por lo general, se considera como la presión causada por un viento de 100 mph (velocidad mínima de diseño según el estándar API 650), pero puede variar dependiendo de la exposición del tanque y de la velocidad promedio del lugar y/o el código utilizado.

2.16.3 Condiciones geográficas. Afectan el suelo como también condiciones atmosféricas masas de agua, montañas, bosques, o ríos son de especial consideración a causa de las variantes que estos pueden producir a los otros parámetros de diseño.

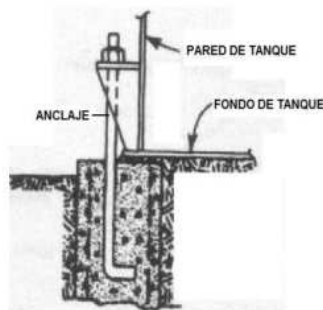
2.16.4 Condiciones ambientales. La estructura del tanque puede verse afectada por la atmósfera y químicos en el suelo, por lo que se deben de tomar en cuenta en el diseño. Esos factores pueden acelerar la corrosión del tanque, así como afectar las soldaduras que unen sus elementos.

2.16.5 Corrosión permisible. Los tanques de almacenamiento superficiales a causa de su contacto directo con su contenido, el suelo y los elementos de la atmósfera, se hallan sometidos a grandes efectos corrosivos. A causa de esto, es común que se especifique un sobre espesor en todos sus elementos, con el fin de tener un porcentaje del material del tanque que puede perderse a la corrosión. Es conocido como corrosión permisible o CA por sus siglas en inglés (Corrosión allowance).

2.17 Anclaje

Los anclajes de un tanque consisten en varillas de acero fijadas al suelo o cimiento ver figura 21, las cuales se fijan en silletas, que a su vez, se encuentran unidas a la pared del tanque. Estos tienen la finalidad de resistir las cargas que tienden a levantar el tanque, como también las fuerzas que pudieran tratar de deslizar el tanque lateralmente. Un tanque tiene que ser anclado si no cumple con ciertas características de estabilidad, pero no es imperativo que sea anclado, según el estándar API 650, si las cumple con márgenes de seguridad satisfactorios.

Figura 21. Anclaje de anillo para cimentación del tanque



Fuente: Robert S. Wosniak steel tanks

El estándar API 650 en la sección 5.11 requiere que cuando el tanque necesita ser anclado este debe de cumplir con los requisitos del apéndice E y F de dicha norma. El estándar API 650 en la sección 5.12.2 requiere que cuando se necesiten anclajes, la carga por anclaje debe de ser calculada.

El estándar API 650 en la sección 5.12.3 requiere que el espaciamiento máximo de anclas medidos de centro a centro no debe de exceder 3 metros (10 pies), la sección

E.6.2.2 requiere que para tanques de menos de 50 pies de diámetro la separación máxima debe de ser 1.8 metro (6 pies). El estándar API 650 en la sección 5.12.5 requiere que el diámetro mínimo del perno de anclaje sea de 1 pulgada, mas cualquier permisión de corrosión especificada. Para el diseño se tomará el área neta del perno descontando la rosca. El anclaje deberá estar unido a la pared del tanque por medio de ensamblajes de tipo silleta o anillos de anclaje de una tamaño adecuado.

El estándar API 650 en la sección 5.12.8 requiere que los esfuerzos permisibles de las partes accesorias de los anclajes y de la pared del tanque en la unión podrán ser incrementados en un 33% para cargas temporales. El estándar API 650 en la sección 5.12.9 requiere que los esfuerzos permisibles de los anclajes y de la pared nunca deberán sobre pasar 170Mpa (25000 psi).

El diseño de la unión debe realizarse a manera de que el perno del anclaje falle antes que la unión, para que la pared del tanque no llegue a rasgarse.

Al ser un tanque anclado, W_L no se podrá considerar como aportación a las fuerzas estabilizantes del tanque. Adicionalmente, el cimiento deberá ser diseñado para tener la capacidad de soportar las cargas de volteo y deslizamiento a las cuales será sometido, proveyendo un contrapeso.

2.18 Consideración de diseño de anclajes según el estándar API 650

Los movimientos telúricos o sísmicos son un tema muy especial dentro del diseño de tanques verticales de almacenamiento, sobre todo en zonas con un alto grado de sismicidad.

Estos movimientos telúricos provocan reacciones sobre el tanque, las cuales son:

El movimiento lateral de la masa, produce fuerzas que actúan hacia el centro de gravedad del tanque, ocasionando la inestabilidad del conjunto, que multiplicado por el brazo de palanca respecto del fondo, provocan un momento de volcadura, produciendo una compresión longitudinal y este a su vez la deformación del cuerpo del tanque, por lo tanto el tanque debe de ser diseñado contra el volteo.

2.19 Diseño por carga de sismo

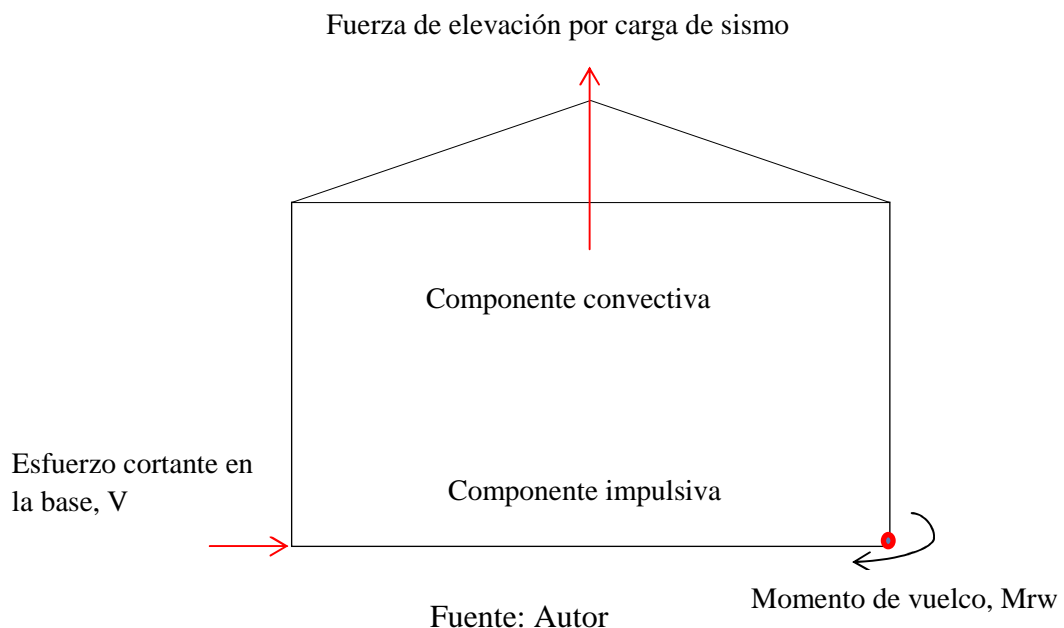
El diseño sísmico de tanque de almacenamiento se lo realiza conforme al Apéndice E de la API 650. El cual indica dos análisis principales

- Comprobar la estabilidad al vuelco
- Esfuerzo máximo cortante en la base.

Se calculará el momento de vuelco y se verificarán los pernos de anclaje según los requerimientos. El número, el tamaño de los pernos de anclaje y su resistencia se determinaran en función del momento de vuelco.

La componente impulsiva es la parte del líquido almacenado el cual se encuentra en la parte baja del tanque la cual se mueve como si fuera un sólido, Esta parte experimenta una misma aceleración y desplazamiento en el tanque.

Figura 22. Diagrama sísmico para un tanque de techocónico



La componente convectiva es la parte del líquido que se encuentra en la parte superior del tanque, la cual es libre para formar olas o un chapoteo. Este componente posee una frecuencia natural mucho más grande que la componente impulsiva. El tanque se considera como que fuera rígido aunque no es exactamente así.

Esta consideración es para tanques atmosféricos y proporciona respuestas con suficiente exactitud. Pero solo para el cuerpo del tanque. El diseño sísmico es aplicado solamente al cuerpo del tanque.

2.19.1 Datos geométricos del lugar para el diseño sísmico. Los datos geométricos de diseño de sitios para el diseño sísmico a ser utilizado en el análisis son los siguientes.

- Aceleración sísmica pico en la tierra. $S_p = 0,230 \text{ g}$
- Factor de importancia, $I=1$ (Ver tabla 13)
- Clase de sitio. C
- Grupo Sísmico. I (Ver tabla 13)

La normativa API 650 no establece una región para Ecuador por lo que se debe tomar una sustitución para poder continuar con los cálculos.

- El 5% del parámetro de amortiguamiento de aceleración espectral de respuesta para un periodo de 0.2 seg.

$$S_s = 2.5 S_p(1)$$

- El 5% del parámetro de amortiguamiento de aceleración espectral de respuesta para un periodo de 1.0 seg.

$$S_1 = 1.25 S_p(2)$$

2.19.2 Momento de volteo del tanque. El momento de volteo se determina mediante la siguiente ecuación, efectuando los cálculos respecto a la base del tanque. (API 650, 2013).

$$M_{rw} = \sqrt{[A_i(W_i X_i + W_s X_s + W_r X_r)]^2 + [A_c(W_c X_c)]^2} \quad (3)$$

Dónde:

M_{rw} Momento de volteo (lb-ft).

A_i Coeficiente de aceleración de espectro para respuesta impulsiva, %g.

A_c Coeficiente de aceleración de espectro para respuesta convectiva, %g.

W_i Impulso efectivo por peso del líquido, N.

W_s Peso total del tanque y sus accesorios, N.

W_r Peso total del techo y sus accesorios más un 10% de carga por nieve, N.

W_c Peso del líquido por efecto de convección (chapoteo), N.

X_i Altura desde el fondo del tanque, al centro de acción de la fuerza sísmica lateral relacionada con la fuerza impulsiva del líquido.

X_s Altura desde el fondo hasta el centro de gravedad del tanque.

X_r Altura desde el fondo hasta el centro de gravedad del techo.

X_c Altura desde el fondo del tanque al centro de acción de la fuerza lateral sísmica relacionada con la fuerza del líquido por convección.

La estabilidad al vuelco es importante para el diseño mecánico de tanques para determinar los requisitos de anclaje, como el número y tamaño de los pernos de anclaje para el tanque de almacenamiento. Con este análisis se podrá identificar los factores que pueden afectar a una posible falla por sismo en el tanque además el análisis sísmico es una herramienta importante para el diseño de cualquier estructura metálica. También es importante para el ingeniero civil los datos del diseño para facilitar la construcción de la base donde se apoya el tanque.

2.19.3 Diseño espectral y aceleraciones de respuesta. A menos que se especifique lo contrario por parte del comprador, T_L se tomará como el valor asignado que se encuentra en ASCE 7. Para los tanques que caen en SUG I, el valor asignado de T_L se utilizará para determinar las fuerzas convectivas excepto valores de T_L igual a 4 segundos se le permitirá ser utilizado para determinar la altura de las olas de chapoteo. Para los tanques que caen en SUG III, el valor asignado de T_L se utiliza para determinar tanto las fuerzas convectivas y chapoteo de ola, excepto que el factor de importancia, I , se igualará a 1.0 en la determinación de chapoteo o altura de la ola.

En zonas fuera de EE.UU., donde los requisitos reglamentarios para determinar el diseño o movimiento del suelo difiere de la ASCE 7 métodos prescritos en el presente anexo, T_L se tomará como 4 segundos. Q , se define como $2/3$ de la ASCE 7 métodos. Q puede ser tomado igual a 1,0 a menos que se definan en los requisitos reglamentarios, según ASCE 7 no se aplica. Coeficientes de amplificación del suelo.

FyFv; el valor del factor de importancia, I; y los factores de modificación de respuesta ASD, Rwi/Rwc, serán los definidos por las exigencias de regulación locales. Si estos valores no están definidos por las normas, los valores de este literal deben ser utilizados.

2.19.4 Parámetros requeridos para el diseño sísmico

2.19.4.1 Período convectivo (chapoteo), T_c . Los movimientos sísmicos que se generan, producen un movimiento al líquido contenido en el tanque de almacenamiento provocando un chapoteo (efecto de olas en el interior del tanque), provocando que el techo tome la misma frecuencia (movimiento) de oleaje. Es por eso que se requiere de una distancia mínima entre el techo y la parte superior del tanque para impedir que las ondas generadas por el chapoteo del líquido choquen con el cuerpo del tanque.

La mayoría de los tanques no tienen suficiente espacio libre en donde las ondas pueden generar esfuerzos no previstos entre el techo y el cuerpo del tanque, Para esto se toma en cuenta las siguientes formulas:

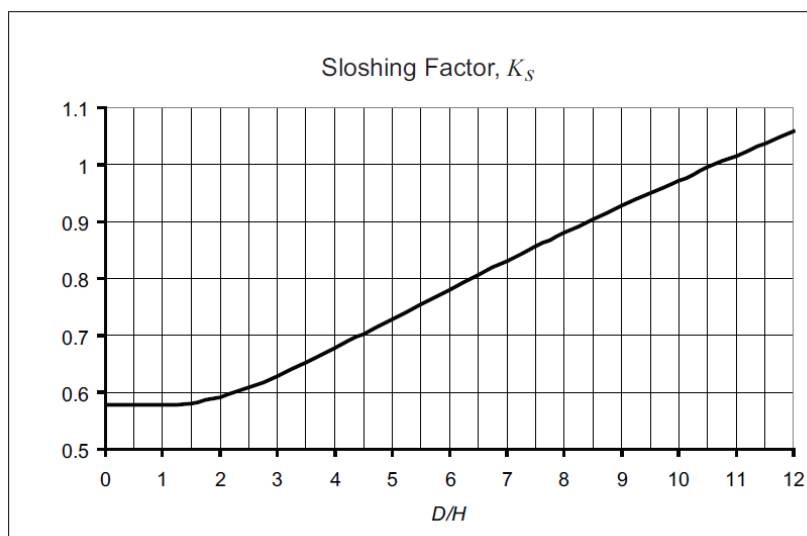
$$T_c = 1.8K_s\sqrt{D} \quad (4)$$

Donde

$$K_s = \frac{0.578}{\sqrt{\tanh\left(\frac{3.68H}{D}\right)}} \quad (5)$$

También se puede calcular mediante el siguiente Figura 23.

Figura 23. Coeficiente del periodo (chapoteo)



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

2.19.4.2 Factor de escala Q . Se tomará como factor $Q = 1$ debido a que la región es fuera de USA

2.19.4.3 Periodo de transición de dependencias regionales para un periodo más largo de movimiento de tierras. T_L . API 650 detalla que para regiones fuera de USA, T_L se tomará como 8 segundos.

2.19.4.4 Coeficiente de aceleración de sitio base (periodo de 0.2 seg.), F_a . El coeficiente de aceleración de sitio base con un periodo de 0.2 seg. F_a es determinado rápidamente por la tabla 9.

Tabla 9. Mapeado máximo considerado para aceleraciones sísmicas en periodos cortos.

Site Class	Mapped Maximum Considered Earthquake Spectral Response Accelerations at Short Periods				
	$S_s \leq 0.25$	$S_s = 0.50$	$S_s = 0.75$	$S_s = 1.0$	$S_s \geq 1.25$
A	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
B	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
C	1.2	1.2	1.1	1.0	1.0
D	1.6	1.4	1.2	1.1	1.0
E	2.5	1.7	1.2	0.9	0.9
F	a	a	a	a	a

^a Site-specific geotechnical investigation and dynamic site response analysis is required.

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para el presente cálculo se tomará como clase de sitio C y un $S_p = 0.250$.

Si $S_s = 2.5 S_p$

Entonces de la ecuación 1, se tiene

$$S_s = 0,625$$

Para encontrar el valor de F_a se debe interpolar entre $S_s = 0.50$ y $S_s = 0.75$.

De lo que se obtiene: $F_a = 1.15$

2.19.4.5 *Coeficiente de velocidad en sitio base (periodo 1.0 Seg.), F_v .* El coeficiente de velocidad en sitio. F_v , es determinado directamente por la Tabla 10. (API 650, 2013)

Tabla 10. Mapeado máximo considerado para aceleraciones sísmicas en periodos de 1 segundo

Site Class	Mapped Maximum Considered Earthquake Spectral Response Accelerations at 1 Sec Periods				
	$S_1 \leq 0.1$	$S_1 = 0.2$	$S_1 = 0.3$	$S_1 = 0.4$	$S_1 \geq 0.5$
A	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
B	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
C	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3
D	2.4	2.0	1.8	1.6	1.5
E	3.5	3.2	2.8	2.4	2.4
F	a	a	a	a	a

^a Site-specific geotechnical investigation and dynamic site response analysis is required.

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para el presente cálculo se tomó como clase de sitio C y, $S_p = 0.25$

Si

$$S_1 = 1.25S_p(6)$$

Entonces

$$S_1 = 0,3125$$

F_v debe ser interpolado entre los valores correspondientes a $S_1 = 0.3$. $S_1 = 0.4$

De dónde se obtiene $F_v = 1.4875$

2.19.4.6 *Factores de respuesta de modificación de los métodos ASD, R_w .* El factor de modificación de respuesta en tanques será diseñado y detallado según estas disposiciones.

Podrá ser inferior o igual a los valores mostrados en la tabla 11.

Tabla 11. Factores de modificación de respuesta. R_w

Sistema de anclaje	R_{wi} (Impulsivo)	R_{wc} (Convectivo)
Auto anclaje	3.5	2
Anclaje mecánico	4	2

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

El tanque se diseña para ser auto anclado, Por lo tanto los factores de modificación de respuesta se tiene en la tabla 11.

2.19.4.7 Factor de importancia (I). Se define por el **SUG** y deberá ser especificado por el comprador. Ver tabla 12

Tabla.12 Factor de importancia

Seismic Use Group	I
I	1.0
II	1.25
III	1.5

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

- Grupos sísmicos

El Grupo de uso sísmico (**SUG**) para el tanque debe ser especificado por el comprador. Si no se especifica, el **SUG** se asignará a ser **SUG I**.

Tanques **SUG III** son los que prestan el servicio necesario a las instalaciones que son esenciales para la recuperación post-terremoto y esencial para la vida y la salud de la población; o, los tanques que contienen cantidades importantes de sustancias peligrosas que no tienen un control adecuado para evitar la exposición pública.

Tanques **SUG II** son los materiales de almacenamiento que pueda representar un peligro para el público y carecen de los controles secundarios para evitar la exposición pública, o aquellos tanques que prestan servicio directo a las instalaciones principales.

Tanques **SUG I** son aquellos que no están asignados a **SUG III** o **II**.

Los parámetros de aceleraciones espectrales están dados por las siguientes formulas:

- Aceleración espectral impulsiva, A_i .

$$A_i = S_{DS} \left(\frac{I}{R_{wi}} \right) = 2.5 Q F_a S_o \left(\frac{I}{R_{wi}} \right) \quad (7)$$

Pero

$$A_i \geq 0.007$$

Solo para sitios sísmicos clases E y F:

$$A_i \geq 0.5 S_1 \left(\frac{I}{R_{wi}} \right) = 0.625 S_p \left(\frac{I}{R_{wi}} \right) \quad (8)$$

- Aceleración espectral convectiva, A_c .

Cuando, $T_C \leq T_L$

$$A_c = K S_{D1} \left(\frac{1}{T_C} \right) \left(\frac{I}{R_{wc}} \right) = 2.5 K Q F_a S_o \left(\frac{T_s}{T_C} \right) \left(\frac{I}{R_{wc}} \right) \leq A_1 \quad (9)$$

Cuando, $T_C > T_L$

$$A_c = K S_{D1} \left(\frac{T_L}{T_c^2} \right) \left(\frac{I}{R_{wc}} \right) = 2.5 K Q F_a S_o \left(\frac{T_s T_L}{T_c^2} \right) \left(\frac{I}{R_{wc}} \right) \leq A_1 \quad (10)$$

Donde

K_c Coeficiente para ajustar la amortiguación del espectro

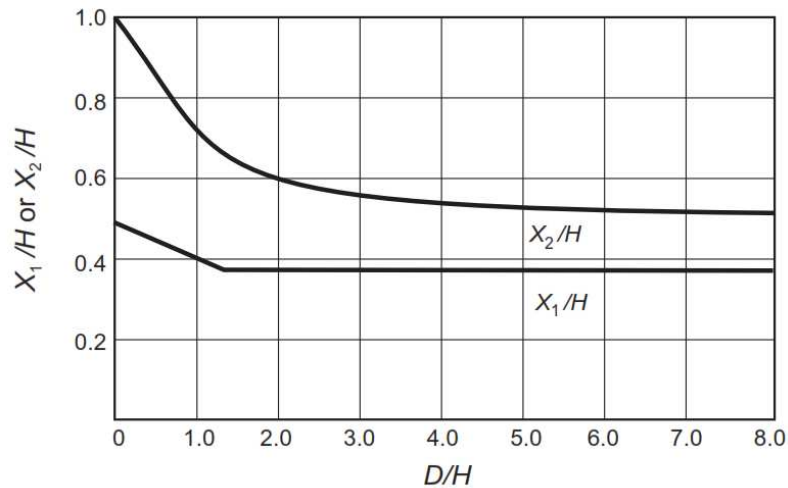
$$K_c = 1.5$$

2.19.5 Centro de acción para las fuerzas laterales efectivas. El momento en la base del tanque sobre el centro de la acción de las fuerzas laterales del líquido es definido por el momento de giro en el tanque. El centro de acción de las fuerzas impulsivas laterales del cuerpo, el techo y accesorios del tanque se suponen que actúan a través del centro de gravedad del de todo el conjunto. Las alturas de la parte inferior de la carcasa del tanque hasta el centro de la acción de las fuerzas sísmicas laterales aplicadas a $W_{iy}W_c$.

X_i y X_c , se puede determinar multiplicando H por las relaciones X_i/H y X_c/H , respectivamente, obtenido para la relación D/H usando las Ecuaciones 16-17-18 y 19.

Las relaciones antes mencionadas también pueden ser ilustradas mediante la Figura 24.

Figura 24. Centro de acción de fuerzas efectivas



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Estas distancias se determinan según las ecuaciones siguientes:

- Para fuerzas impulsivas

Cuando D/H es mayor o igual a 1.3333, la X_i altura está determinada por la ecuación

$$X_i = 0.375 H \quad (11)$$

Cuando D/H es menor o igual a 1.3333, la X_i altura está determinada por la ecuación

$$X_i = \left[0.5 - 0.094 \frac{D}{H} \right] * H \quad (12)$$

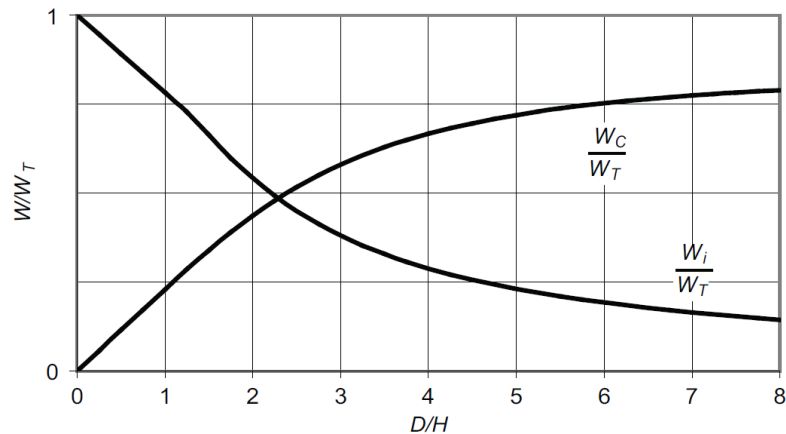
- Para fuerzas convectivas.

La altura X_c se determina por la siguiente ecuación.

$$X_c = \left[1.0 - \frac{\cosh\left(\frac{3.67H}{D}\right) - 1}{\frac{3.67H}{D} \sinh\left(\frac{3.67H}{D}\right)} \right] H \quad (13)$$

2.19.6 Peso efectivo del producto. Las masas efectivas W_i y W_c se determinan a partir de multiplicar W_T (el peso total de contenido del tanque, en lb) por el valor obtenido de la figura 25, a partir de la relación D/H .

Figura 25. Gráficas de masas efectivas



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Las masas efectivas también se pueden calcular mediante fórmulas lo cual permitirá que el cálculo sea más preciso, lo cual se detallan a continuación

Cuando D/H es mayor que o igual a 1.333, el peso impulsivo eficaz se define en la ecuación 14

$$W_i = \frac{\tanh\left(0.866 \frac{D}{H}\right)}{0.866 \frac{D}{H}} * W_p \quad (14)$$

Cuando D/H es menor que 1.333, el peso impulsivo eficaz se define en la ecuación 15.

$$W_i = \left[1.0 - 0.218 \frac{D}{H}\right] * W_p \quad (15)$$

El peso de convección eficaz se define en la ecuación 16.

$$W_c = 0.23 \left(\frac{D}{H}\right) \tanh\left(\frac{3.67H}{D}\right) * W_p \quad (16)$$

2.19.7 Fuerza de corte en la base. La fuerza de corte en la base viene definida por:

$$V = \sqrt{V_i^2 + V_c^2} \quad (17)$$

Donde

$$V_i = A_i(W_s + W_r + W_f + W_l) \quad (18)$$

$$V_c = A_c W_c \quad (19)$$

De donde

V_i Fuerza debido al componente impulsivo de peso efectivo del tanque y su contenido

W_s Peso total de la carcasa del tanque y accesorios

W_r El peso total del techo

W_f Peso del fondo del tanque

W_l Peso impulsivo eficaz del peso del líquido

W_c Peso convectivo eficaz

V_c Fuerza convectiva

2.19.8 Resistencia al volteo. La norma API 650 detalla tres parámetros a considerar para el volteo por sismo.

- El anclaje.
- Ancho de la plancha anular.
- La compresión en el fondo del cuerpo

2.19.8.1 Condiciones de anclaje. La resistencia al momento de volteo del diseño del anillo anular del tanque, será calculado por el peso del cuerpo del tanque, el peso del techo W_r , y por el peso de una parte del contenido del tanque adyacente al cuerpo del tanque sin anclaje o provisto de anclaje. El anclaje requerido es verificado por la relación de anclaje determinado por la ecuación 20. Para determinar si son autos anclados o anclados mecánicamente, ver tabla 13.

Tabla.13.Relación de anclaje.

Relación de anclaje	Criterio.
$J \leq 0.785$	El tanque esta auto-anclado
$0.785 < J \leq 1.54$	El tanque tiende a elevarse, pero el tanque se encuentra estable para el diseño de cargas provistos para la compresión del cuerpo. El tanque esta auto - anclado
$J > 1.54$	El tanque no es estable y no puede ser auto anclado a la carga de diseño. Modificar la plancha anular si $L < 0.035D$ O añadir anclaje mecánico.

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

La relación de anclaje viene dada por:

$$J = \frac{Mrw}{D^2[Wt * (1 - 0.4Av) + Wa - 0.4 Wint]} \quad (20)$$

Donde

Wt = Peso del cuerpo del tanque y el techo soportado en el cuerpo y se define por

$$Wt = \frac{Ws}{\pi * D} + Wrs \quad (21)$$

Wa = Fuerza de resistencia del anillo viene dado por:

$$Wa = 7.9 * ta * \sqrt{Fy * H * Ge} \leq 1.28 * H * D * Ge \quad (22)$$

Dónde:

Fy Esfuerzo de fluencia mínimo para la plancha anular = 250 Mpa. (Acero A36)

H Altura máxima de diseño del líquido, m.

ta Espesor de la plancha.

Ge Gravedad especifica efectiva, incluido el efecto sísmico vertical.

$Ge = G*(1-0.4*Av)$ $G=1$; Gravedad especifica.

Av Coeficiente de aceleración vertical para terremotos.

$Av \leq 0.7$

$Wint$ Elevación debido a la presión del producto.

Wrs Carga sobre el techo que actúan sobre el cuerpo, incluyendo el 10% de la carga de nieve. (Granizo)

2.19.8.2 *Requerimientos plancha anular.* Antes de verificar la estabilidad por sismo es importante asegurar que el ancho de la plancha anular sea la correcta. Para el espesor de la plancha anular (t_a) que está ubicada bajo el cuerpo del tanque para esto se recurre a la siguiente fórmula:

$$L = 0.216 * t_a * \sqrt{\frac{F_y}{H * G}} \quad L \leq 0.035 * D \quad (23)$$

2.19.8.3 *Compresión del cuerpo.* El máximo esfuerzo de compresión para el cuerpo del tanque en el fondo para que pueda ser auto anclado es determinado por la siguiente ecuación 24, cuando $J > 0.785$.

$$\sigma_c = \left(\frac{Wt(1 + 0,4 * Av) + Wa}{0.67 - 0,18667(J)^2} - Wa \right) * \frac{1}{12 * t_s} \quad (24)$$

Dónde

t_s Espesor primer anillo(in)

Para el cálculo, el máximo esfuerzo de compresión tiene que ser menor que el esfuerzo permisible F_c , la cual se determina por:

Cuándo

$$\frac{G * H * D^2}{t^2} \geq 1000000 \quad F_c = \frac{10^6 * t_s}{D} \quad (25)$$

Cuándo

$$\frac{G * H * D^2}{t^2} < 1000000 \quad F_c = \frac{10^6 * t_s}{2.5 * D} + 600 * \sqrt{G * H} \quad (26)$$

$$F_c < 0.5 * F_{ty} \quad (27)$$

2.20 Estabilidad al volteo por carga de viento

TANK deriva de la presión del viento de la nota en la parte inferior de 5.9.6.1 que a su vez se refiere a la nota de la parte inferior del párrafo 5.9.7.1. La presión del viento es tomada como 25.6 psf pero aumentando la velocidad del viento por el 10% da como resultado: 25.6×1.1^2 que es 30.976 psf. TANK trabaja directamente de ASCE-7 y obtiene una presión de 31.07 psf.(API-650, 2013)

La presión del viento de diseño está dado por la siguientes dos expresiones API 650-5.2.1.k1.

Para las áreas verticales proyectadas a las superficies cilíndricas.

$$Pv1 = (18 \text{ lb/pie}^2) * \left(\frac{V}{120}\right)^2 \quad (28)$$

Para áreas horizontales proyectadas a las superficies cónicas o curvas.

$$Pv2 = (30 \text{ lb/pie}^2) * \left(\frac{V}{120}\right)^2 \quad (29)$$

Tabla 14.Velocidad del viento en Orellana

Meses del año 2012	Velocidad del viento	Meses del año 2012	Velocidad del viento
Enero	14 mph	Julio	13 mph
Febrero	12 mph	Agosto	13 mph
Marzo	20 mph	Septiembre	16 mph
Abril	12 mph	Octubre	12 mph
Mayo	20 mph	Noviembre	12 mph
Junio	12 mph	Diciembre	11 mph

Fuente:http://espanol.wunderground.com/history/station/84099/2011/1/24/MonthlyHistory.html?req_city=NA&req_state=NA&req_statename=NA.

Una vez obtenida esta información se observa que las velocidades de viento más elevadas durante esta fecha fueron en el mes de marzo y mayo con un valor de 20 mph. Se tomó en cuenta los incidentes recientes en varias zonas del Ecuador a causa de viento fuertes, para el cálculo de presión de viento se ha considerado sobre factorar, de esta manera se adoptará 40 mph.

El análisis de estabilidad por carga de viento tiene por objetivo determinar si el tanque deberá ser anclado mecánicamente, en función de la presión que el viento que se ejerce sobre el cuerpo del tanque, por lo tanto se tiene tres condiciones que cumplir. API 650-Part 5.11.2.1.

Tanques sin anclaje, deberá cumplir las siguientes condiciones:

$$0.6 M_w + M_{pi} < M_{DL}/1.5 + M_{DLR} \quad (30)$$

$$M_w + F_p(M_{pi} < (M_{DL} + M_F)/2 + M_{DLR} \quad (31)$$

$$M_{ws} + F_p(M_{pi} < (M_{DL})/1.5 + M_{DLR} \quad (32)$$

Dónde:

F_p Factor de combinación de presión. (0.4)

M_{pi} Momento sobre la junta fondo – cuerpo por presión interna. Y puede ser calculada por la siguiente expresión (lbf-ft)

$$M_{pi} = \left(\frac{1}{4} * \pi * D^2 * P_i \right) * \frac{1}{2} * D \quad (33)$$

La presión interna de diseño (P_i) se considera 0 debido a que se trata de un tanque atmosférico, este valor puede variar en el caso de que se diseñe un tanque con una presión interna mayor a la atmosférica, para el presente caso no se incluye un valor de presión.

M_w Momento de vuelco sobre la junta fondo–cuerpo más la presión de la carga de viento(lbf-ft).

$$M_w = F_r * L_r + F_s * L_s \quad (34)$$

Dónde:

F_r Carga de viento sobre el techo (lbf)

F_s Carga de viento sobre el cuerpo (lbf)

L_r Altura desde el fondo hasta el techo (ft)

L_s Altura desde el fondo hasta el centro del cuerpo (ft)

M_{DL} = Momento sobre la junta fondo cuerpo por peso del cuerpo y techo (lbf-ft)

$$M_{DL} = 0.5 * D * W_{DL} \quad (35)$$

M_{DLR} = Momento sobre la junta fondo cuerpo por peso del techo (lbf-ft)

$$M_{DLR} = 0.5 * D * W_{DLR} \quad (36)$$

M_F = Momento sobre la junta fondo cuerpo debido al peso del líquido almacenado (lbf-ft)

$$M_F = \left(\frac{Wl * \pi * D}{1000} \right) * \frac{D}{2} \quad (37)$$

Dónde

WIPeso del líquido por anillo

H Altura de diseño del líquido

tb Espesor plancha anular

FbyEsfuerzo a la fluencia de la plancha anular

El peso del líquido (Wl) es el peso correspondiente a la cantidad de líquido en un anillo con gravedad específica 0.7.

$$Wl = 59 * tb * \sqrt{Fby * H} \quad (38)$$

Dónde:

H Altura de diseño del líquido

FbyEs el mínimo esfuerzo de fluencia para el fondo del cuerpo,

tbEs el espesor de las placas del fondo del tanque.

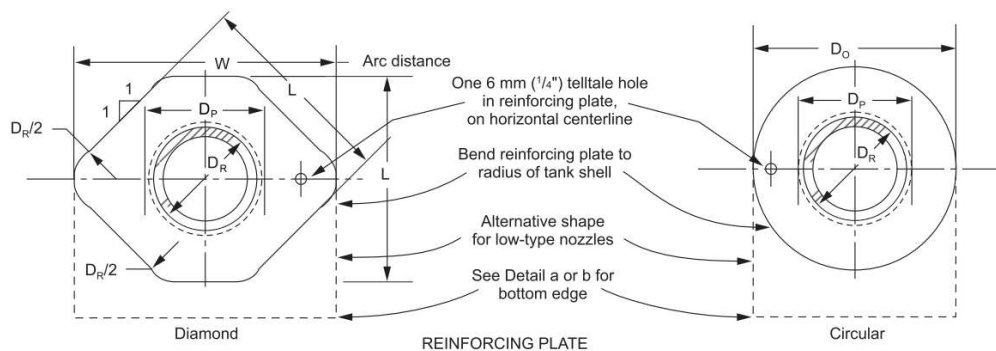
2.21 Selección de accesorios para tanques bajo la norma API 650

Para una óptima selección no basta tomar en cuenta que solo del piso cuerpo y techo se forma un tanque, sino también de elementos que podrían ser secundarios debido a que su costo en relación a las partes y estructura, son de mucha importancia ya que estos accesorios ayudan a la funcionalidad y al mantenimiento del tanque.

Para la ubicación de todos estos accesorios es necesario la existencia de placas o láminas de refuerzos que ayudan a la protección de las paredes del tanque y en las láminas del techo.

Estas placas de refuerzo cubren cierta área y rodea el agujero que se ha realizado en la superficie de las láminas del cuerpo y techo, tiene un espesor mínimo o igual al espesor de la plancha en donde se realizó la abertura, tal como se observa en la Figura 26.

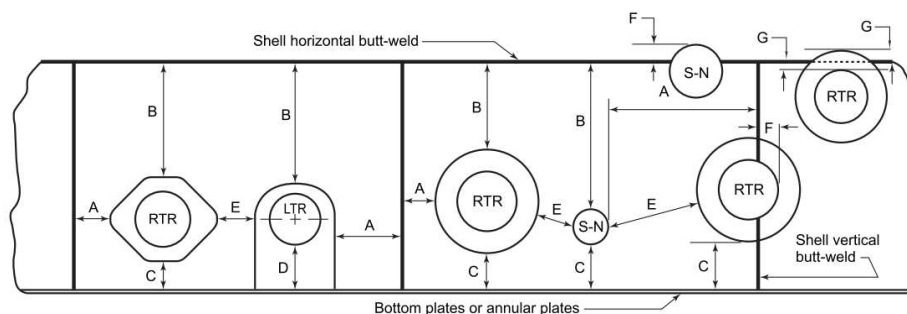
Figura 26. Boquillas y placas de refuerzo



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Refiriéndose a la norma API 650, sección 5.7.1 hasta 5.7.4 indica las condiciones que deben tener las aberturas en el cuerpo o techo del tanque, así como las recomendaciones para la colocación de las placas de refuerzo, soldadura, tratamientos térmicos si lo necesitan, el espaciado de las uniones soldadas alrededor de las conexiones se indican en la figura 27 y en la tabla 8.

Figura 27. Detalles de los accesos en el cuerpo del tanque



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Notas:

RTR Abertura reforzada (boquilla con placa de refuerzo tipo rombo).

LTR Abertura reforzada a nivel de piso (boquillas con placa de refuerzo de tipo lápida):

S-NApertura no reforzada (boquilla insertada dentro de la placa de anillo)

2.21.1 Dimensión mínima entre la línea central de la soldadura

Tabla 15. Dimensiones mínimas de separación de los principales accesos del tanque.

VARIABLES		MÍNIMO ESPACIO ENTRE UNIONES REQUERIDAS PARA ABERTURAS EN EL CUERPO DEL TANQUE						
Espesor anillo (t)	Condición	A(2)	B(2)	C(2)	D(3)	E(2)	F(4)	G(4)
$t \leq 12.5mm$ ($t \leq 1/2in$)	Soldada o empernada	150mm (6 in)	75mm (3in) o 2 1/2t	75mm (3in) o 2 1/2t 75mm (3 in) S-N	Tabla 5- 6a Tabla 5-6b	75mm (3in) o 2 1/2t	8t o 1/2r	8t
$t > 12.5mm$ ($t > 1/2in$)	Soldada	8W o 250mm (10 in)	8W o 250mm (10 in)	8W o 250mm (10 in) 75mm (3 in) S-N	Tabla 5- 6ª y Tabla 5-6b	8W o 150mm (6 in)	8t o 1/2r	8t
$t > 12.5mm$ ($t > 1/2in$)	Empernada	150mm (6 in)	75mm (3in) o 2 1/2t	75mm (3in) o 2 1/2t 75mm (3 in) S-N	Tabla 5- 6ª y Tabla 5-6b	75mm (3in) o 2 1/2t	8t o 1/2r	8t

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Notas:

Si dos requerimientos son dados, el mínimo espacio es el mayor valor a excepción de la dimensión, además el cliente tiene la opción de permitir aberturas de anillos localizadas en las soldaduras a tope horizontal o vertical de los anillos.

t Espesor del primer anillo, 8W= 8 veces más grande del tamaño de soldadura de la placa de refuerzo insertada en la periferia de la placa soldada (soldadura de filete o soldadura a tope).

D Distancia establecida para la mínima elevación para placas de refuerzo del tipo baja, ver tabla 6.6a y 5.6b, columna 9 del API 650.

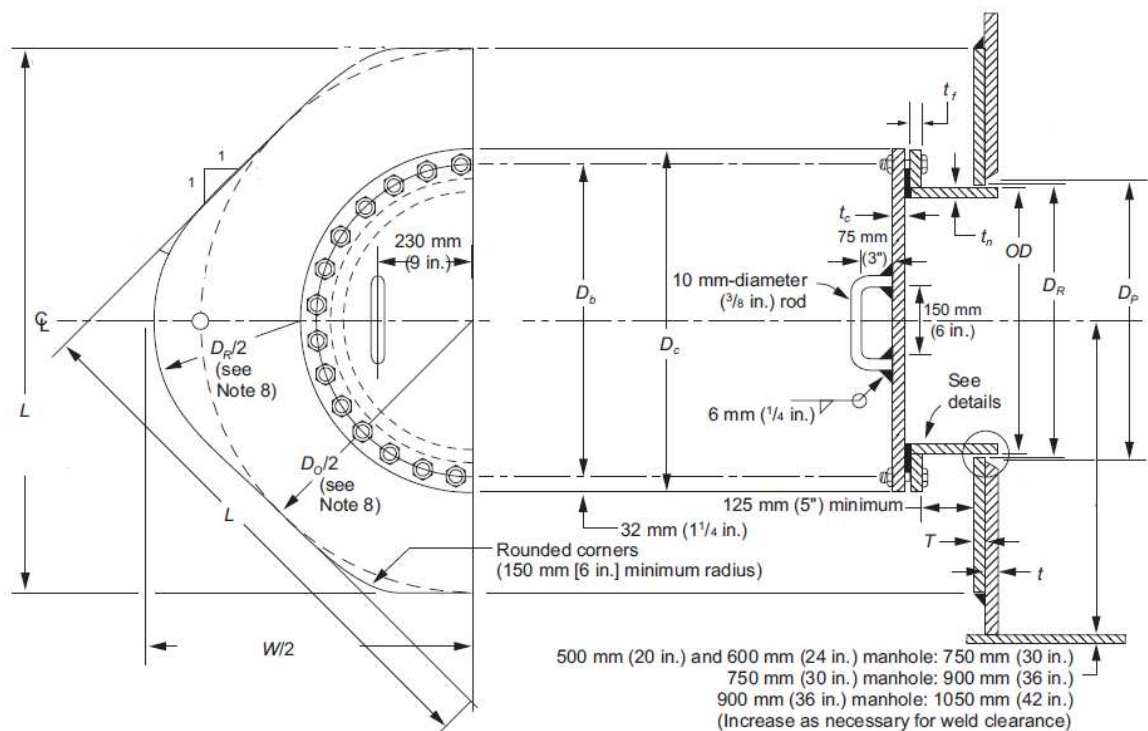
t Espesor de la placa de anillos, r = radio de abertura. Mínimo espacio para dimensión F es la establecida 8t o 1/2r.

Entre los principales accesorios que lleva un tanque se tiene los siguientes:

- *Manhole del cuerpo.* Sirve para la inspección y acceso del personal.
- *Boquillas de entrada.* Es el accesorio por donde ingresa el líquido a almacenarse.
- *Boquillas de salida.* Este accesorio permite la salida del líquido a refinarse o a venderse como un derivado de petróleo.
- *Puertas de limpieza a nivel.* Es por donde se realiza la extracción de sustancias residuales (residuo de petróleo sólido), y cualquier suciedad, escoria, o basura.
- *Sumidero o Tina de lodos.* Accesorio por donde se vaciará, los residuos de agua y/o el residuo de petróleo que no puede ser desalojado. Se encuentra abajo del nivel del fondo del tanque.
- *Plataformas, pasadizo, escalinatas.* Este accesorio permite subir hasta el techo del tanque para realizar las inspecciones.

2.21.2 Manhole del cuerpo. El manhole ayudan al venteo del tanque, ingreso del personal para realizar inspecciones, mantenimiento que se puede realizar por medio del manhole del cuerpo o del techo, la norma API 650 tiene tablas específicas que ayudan a la selección de las dimensiones de estos accesorios y sus componentes, las partes y características de un manhole se observan en la siguiente figura 28.

Figura 28. Detalle de entrada para el ingreso hacia el tanque. (Manhole para el cuerpo.)



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Partes del manhole:

Abertura de manhole	Empaque
Cuello de manhole	Agujero de seguridad
Brida de manhole	Tapa de manhole
Placa de refuerzo	Pernos de brida

Dpo OD Diámetro exterior de la boquilla.

ID Diámetro del manhole (entrada principal)

DcDiámetro de la tapa para la entrada principal

DbDiámetro del eje de los agujeros para los pernos.

Do Diámetro exterior de la placa para el refuerzo

D_RDiámetro interior de la placa para el refuerzo

t_fEspesor de la brida del manhole

t_cEspesor de la tapa del manhole o entrada principal.

t_nEspesor del cuello de la brida

tEspesor del anillo para el cuerpo del tanque

T Espesor de la placa de refuerzo para el manhole

W Ancho de la placa de refuerzo para la entrada principal.

2.21.3 Pernos y agujeros. La Norma API 650 indica que para manholes de 30 y 36 pulgadas de diámetro, se utilizan 42 pernos de 3/4 de pulgada de diámetro y para los agujeros una perforación de 7/8 de pulgada de diámetro.(API-650, 2013).

2.21.4 Empaques. Para el manhole seleccionado de 30 pulgadas de diámetro se necesita un empaque con las siguientes características:

- Diámetro exterior: 35-3/8 in
- Diámetro interior: 30 in.
- Espesor: 1/8 in

2.21.5 Altura mínima desde la base del tanque hasta el centro del manhole. Con el diámetro del manhole que es de 30 pulgadas de diámetro la altura será de 36 pulgadas, según los requerimientos se puede incrementar la distancia, pero no se cruzar soldaduras

tanto verticales como las horizontales de las juntas de los anillos, el corte del agujero del manhole debe ser en el área de la placa.

Para la selección de las dimensiones se debe empezar primero determinando el diámetro del manhole que se encuentran en la norma API 650 ,hay que tomar en cuenta que es el sitio de entrada y salida del personal para realizar la inspección técnica y mantenimiento por lo tanto este debe tener un tamaño considerado de entre las opciones que se presentan en la tabla 8, otros datos de entrada son: la altura máxima del nivel del líquido y el espesor de la placa de refuerzo o el espesor del anillo del cuerpo en donde se va a alojar el manhole que por lo general es el espesor del primer anillo, con estos datos y el uso de las tablas .15, 16, 17, 18 y la figura 24.

Se procede a la selección, todas las tablas se encuentran en unidades inglesas, para mantener concordancia con la norma API 650.Según la norma API 650, se recomienda para la construcción de manholes, utilizar un diámetro de 30 pulgadas, y es el que se utilizará en esta documentación, aunque se aclara que el diámetro del manhole se selecciona en mutuo acuerdo entre el fabricante y el cliente.

De la siguiente tabla 16se selecciona el espesor de la placa de la tapa tc y elespesor de la brida empernada tf.

Tabla 16. Dimensión de la placa para la tapa (tc) y la brida empernada (tf)

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7	Columna 8	Columna 9	Columna 10
Máxima altura nivel liquido H(ft)	Presión Equivalente lbf/in²	Máximo espesor de la placa de la tapa (tc)				Mínimo espesor de la brida empernada (tf)			
		Manhole 20 in	Manhole 24 in	Manhole 30 in	Manhole 36 in	Manhole 20 in	Manhole 24 in	Manhole 30 in	Manhole 36 in
17.1	7.4	5/16	3/8	7/16	½	1/4	¼	5/16	3/8
21.9	9.5	3/8	7/16	½	9/16	1/4	5/16	3/8	7/16
26.1	11.3	3/8	7/16	9/16	5/8	1/4	5/16	7/16	½
32.6	14.1	7/16	½	5/8	11/16	5/16	3/8	½	9/16
36.5	15.8	½	9/16	5/8	¾	3/8	7/16	½	5/8
43.9	19	½	9/16	11/16	13/16	3/8	7/16	9/16	11/16
52.9	22.9	9/16	5/8	¾	7/8	7/16	½	5/8	¾
61.0	26.4	5/8	11/16	13/16	15/16	1/2	9/16	11/16	13/16
75.1	32.5	11/16	¾	15/16	1	1/2	9/16	11/16	15/16

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Como usar la tala:

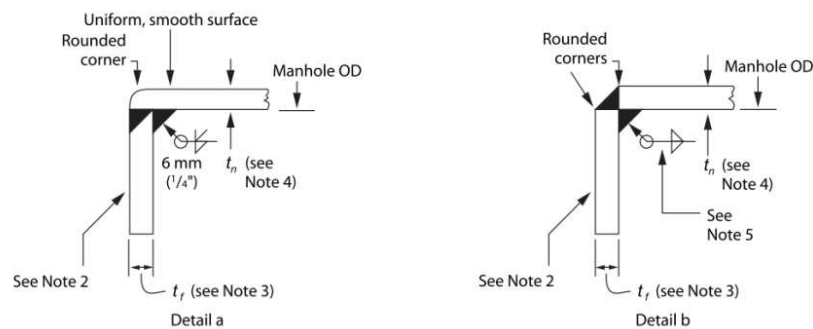
Primero ingresar con el valor del nivel de líquido máximo. Seleccionar diámetro de manhole acordado entre fabricante-cliente (20, 24, 30, 36 in). Con los datos anteriores se selecciona la presión equivalente y los espesores para la tapa t_c y brida t_f del manhole.

Los cuellos pertenecientes a los manholes y boquillas están soldados al cuerpo del tanque por medio de una junta a filete y cubre todo el perímetro con completa penetración puede unirse en un solo lado o en ambos como se muestra en la figura 29.

Para unir las placas de refuerzo al cuerpo del tanque, estas deben tener la misma curvatura del tanque para que exista un buen contacto en ambas superficies y realizar una junta a traslape con completa penetración y que cubra toda la periferia de la placa.

La presión equivalente está basada en la carga de agua.

Figura 29. Unión del cuello de la entrada para el ingreso al tanque.



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

De la tabla 16 con el manhole seleccionado de 30 pulgadas se obtiene los siguientes datos:

- Mínimo espesor de la placa de la tapa $t_c = 9/16$ in
- Mínimo espesor de la brida empernada $t_f = 7/16$ in.
- Presión equivalente basada en la carga de agua $P = 11.3$ psi.

De la tabla 17 se obtiene el espesor del cuello del manhole del cuerpo t_n .

Tabla 17. Dimensiones para el cuello del manhole (tn)

Espesores del cuerpo y placa de refuerzo del manhole t y T	Mínimo espesor para cuello. tn (in)			
	Para diámetro manhole	Para diámetro manhole	Para diámetro manhole	Para diámetro manhole
	20 in	24 in	30 in	36 in
3/16	3/16	3/16	3/16	3/16
1/4	1/4	1/4	1/4	1/4
5/16	1/4	1/4	5/16	5/16

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Como usar la tabla.

Conociendo el valor del espesor del primer anillo (donde se instalará el manhole), ubicar este valor en la columna espesor del cuerpo t, generalmente el espesor de la placa de refuerzo es el mismo del primer anillo. Con el diámetro del manhole seleccionado anteriormente, intersecar esta columna con la fila del espesor del anillo y se obtendrá el mínimo espesor del cuello del manhole tn.

De la tabla 17, se debe ingresar con el espesor del primer anillo calculado; $t_1 = 1/4$ pulgada y con el manhole seleccionado de 30 pulgadas se obtiene lo siguiente.

Mínimo espesor del cuello del manhole del cuerpo $t_n = 1/4$ in. (6.35mm).

De la tabla 18 se obtendrá las dimensiones del diámetro circular de los pernos y el diámetro de la cubierta de la placa.

Tabla 18. Dimensión del diámetro circular de los pernos y cubierta de la placa.

Columna 1	Columna 2	Columna 3
Diámetro del manhole	Diámetro de los pernos	Diámetro de la cubierta de la placa
OD (in)	Db (in)	Dc (in)
20	26-1/4	28-3/4
24	30-1/4	32-3/4
30	36-1/4	38-3/4
36	42-1/4	44-3/4

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Como usar la tabla:

Con el diámetro del manhole seleccionado anteriormente, ubicar en la columna 2 el diámetro del círculo de los agujeros (donde se realizará las perforaciones para pernos de la brida), y de la columna 3 el diámetro de la tapa del manhole (cubre la brida).

De la tabla 18, con el diámetro del manhole de 30 pulgadas (750mm), se selecciona los siguientes datos:

- Diámetro circular de agujeros $D_b = 36-1/4$ in (921mm).
- Diámetro de la tapa del manhole $D_c = 38-3/4$ in. (984mm)

La tabla 19, indica las dimensiones de las boquillas del cuerpo, lo cual se utilizará para calcular tanto para las dimensiones de boquillas, como para las dimensiones restantes del manhole. No se debe confundir el espesor del cuello t_n con el espesor de la boquilla t_n , el primero se utiliza en el manhole, mientras que la segunda propiamente en la construcción de boquillas, se debe tener en cuenta que la norma API 650 utiliza la misma nomenclatura para los dos espesores t_n , son similares elementos, pero tienen diferentes espesores y longitudes.

En la columna 3, espesor nominal de la pared del tubo de la boquilla t_n , solo se tomará en cuenta para las boquillas, mientras que si se necesita para el cuello del manhole, se obviará la columna 3 y el t_n del cuello será el calculado en la tabla 19

Tabla 19. Dimensión para las boquillas ubicadas en el cuerpo del tanque.

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 DP	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	52-5/8	48-3/8
46	46	e	46-1/8	92-3/4	112	16	50-5/8	46-3/8
44	44	e	44-1/8	88-3/4	107-1/4	15	48-5/8	44-3/8
42	42	e	42-1/8	84-3/4	102-1/2	15	46-5/8	42-3/8
40	40	e	40-1/8	80-3/4	97-3/4	15	44-5/8	40-3/8
38	38	e	38-1/8	76-3/4	92-3/4	14	42-5/8	38-3/8
36	36	e	36-1/8	72-3/4	88	14	40-5/8	36-3/8

34	34	e	34-1/8	68-3/4	83-1/4	13	38-5/8	34-3/8
32	32	e	32-1/8	64-3/4	78-1/2	13	36-5/8	32-3/8
30	30	e	30-1/8	60-3/4	73-1/2	12	34-5/8	30-3/8
28	28	e	28-1/8	56-3/4	68-3/4	12	32-5/8	28-3/8
26	26	e	26-1/8	52-3/4	64	12	30-5/8	26-3/8

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para el uso de la tabla 20 se ingresa con el diámetro de la boquilla o diámetro del cuello, según corresponda, en la columna 1, se debe tomar en cuenta que el diámetro de boquilla es el mismo diámetro exterior del tubo, para que exista acople, análogamente si fuese el diámetro del cuello, sería igual al diámetro del tubo, por tal razón los valores de la columna 1 son casi iguales a los de la columna 2.

Si se utiliza boquillas roscadas -brida (son roscadas y también soldadas), el espesor de la boquilla será el que mejor se acople al diseño, pero no pueden ser menores de 0.2 pulgadas ni mayores de 0.5 pulgadas de espesor. Para los valores de espesor de boquilla o cuello (e), desde diámetros de 26 a 48 pulgadas, se seleccionará de acuerdo a la tabla 19, el valor de la columna 2, ingresando con el valor del espesor del primer anillo (desde el fondo).

Tabla 20. Dimensión para las boquillas del cuerpo: tubería, placas y filete de soldadura.

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6
Espesores del cuerpo y placa de refuerzo del manhole t y T	Mínimo espesor tubo de la boquilla tn	Valor añadido al diámetro de boquilla para obtener máximo diámetro de la placa del cuerpo Dp	Tamaño del filete de soldadura B	Tamaño de filete soldadura A	
				Boquillas mas 2 pulgadas	Boquillas de 3/4 a 2 Pulgadas
3/16	1/2	5/8	3/16	1/4	1/4
1/4	1/2	5/8	1/4	1/4	1/4
5/16	1/2	5/8	5/16	1/4	1/4
3/8	1/2	5/8	3/8	1/4	1/4
7/16	1/2	5/8	7/16	1/4	1/4
1/2	1/2	5/8	1/2	1/4	5/16

°Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Notas para el uso de la tabla:

El ingreso a la tabla es únicamente con el valor del espesor del primer anillo (desde el fondo), en la columna 1, y seleccionar el resto de datos necesarios para la construcción del manhole.

Mediante la tabla 19, se ingresa con el diámetro del manhole de 30 pulgadas, y se selecciona:

Diámetro exterior del tubo OD = 30 in. (762mm).

Diámetro de la placa de refuerzo DR=30-1/8in. (765mm).

Longitud del lado de placa refuerzo o diámetro L=Do=60-3/4 in. (1545mm).

Ancho de la placa de refuerzo W=73-1/2 in. (1865mm).

Distancia mínima desde el cuerpo a la cara de la brida J=12 in. (300mm).

Distancia mínima desde el fondo del tanque al centro de la boquilla.Hn=34-5/16 in

La tabla 20.indica las dimensiones para las boquillas del cuerpo: tubos, placas y tamaño del filete de soldadura.

Se presenta los valores del mínimo espesor de la boquilla en función del espesor de la placa del primer anillo o de la placa de refuerzo, el valor que hay que agregar al diámetro del tubo o agujero del cuerpo, para obtener el diámetro interno de la placa de refuerzo, el tamaño de filete de soldadura B o tamaño de filete de soldadura A.

De la tabla 20, se ingresa desde el espesor del primer anillo de 1/4 de pulgada en donde se tiene los siguientes datos:

Mínimo espesor tubo de la boquilla $t_n = 1/2$ pulgada.

Valor añadido al diámetro de boquilla para obtener máximo diámetro de la placa del cuerpo $30+D_p=30+5/8$ pulgada. (616mm).

Tamaño del filete de soldadura B = 1/4 pulgada.

Tamaño de filete soldadura a boquillas de más de 2 pulgadas =1/4pulgada.

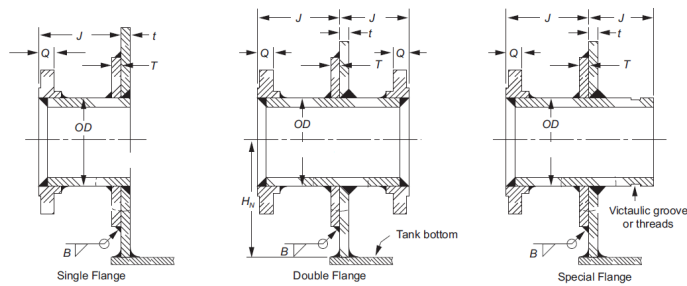
Tamaño de filete soldadura a boquillas 3/4 a 2 pulgadas = 1/4pulgada.

2.21.6 Boquillas y bridas para el cuerpo del tanque. Para que los tanques tengan comunicación con otros elementos, como las líneas de almacenamiento y salida de combustible. Para conectar las válvulas de venteo y sistema de drenaje, se utilizan conexiones las cuales se unen por medio de bridas que van empernadas y tienen

empaques, todos los agujeros para pernos deben ser hechos en la línea de centros de la brida.

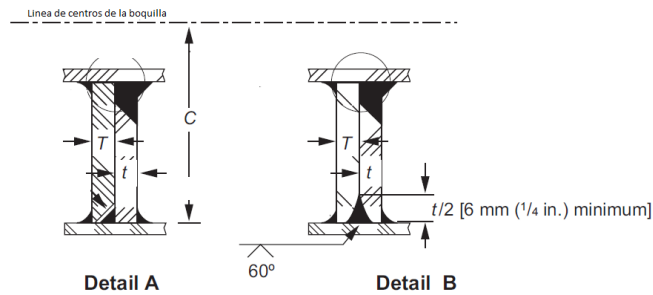
Las boquillas y bridas se clasifican en tres grupos: Tipo regular, tipo baja y tipo emperrada, estas a su vez también se subdividen como se muestra en la figura 31. Tipos de boquillas y bridas.

Figura30. Brida -boquilla tipo regular



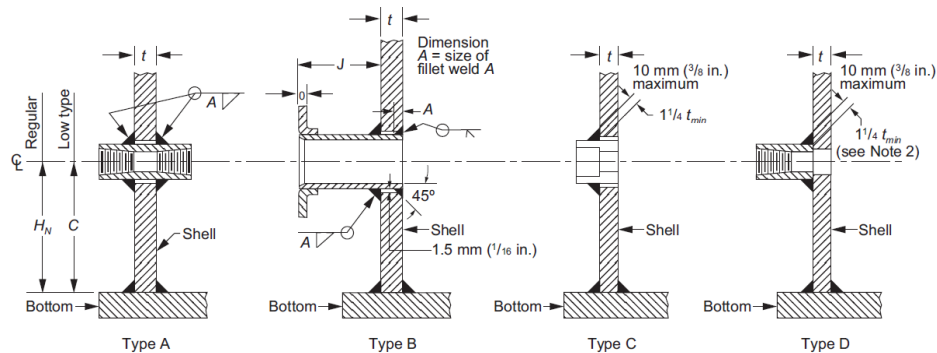
Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Figura 31. Brida - boquilla tipo baja



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Figura 32. Brida - boquilla tipo emperrada o roscada



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para el diseño de la junta de los accesorios del cuerpo del tanque se utilizará la brida simple.(ver tabla 21).

Tabla 21. Dimensiones para manhole del cuerpo

Parámetro (in)		Manhole	
		Entrada (in)	Salida (in)
OD	Diámetro del manhole	30	24
Dp	Diámetro exterior de la boquilla	30	24
Dc	Diámetro de la tapa	38-3/4	32-3/4
Db	Diámetro centro de los pernos	36-1/4	30-1/4
L=Do	Diámetro exterior de plancha de refuerzos	60-3/4	49-1/2
T	Espesor de la placa de refuerzo	1/4	1/4
W	Ancho de la placa de refuerzo	73-1/2	60
Tc	Espesor de la tapa	9/16	7/16
Tf	Espesor de la brida	7/16	5/16
tn	Espesor del cuello	1/4	1/2

Fuente: Autor

2.21.7 Soldaduras para bridas. El tipo de juntas soldadas utilizada para bridas se muestra en la figura 33, las mismas que se clasifican en tres.

- Soldadura de chaflán para brida boquilla
- Soldadura de chaflán para brida cúbica.
- Soldadura de cuello para brida.

Para seleccionar las dimensiones para el manhole o boquillas-bridas del cuerpo se debe tomar muy en cuenta las características y necesidad de trabajo, como también llegar a un acuerdo entre el proyectista y el cliente.

Tabla 22. Dimensiones para boquillas -bridas del cuerpo

BOQUILLAS				
PARAMETRO (in)		LÍQUIDO		DRENAJE
		Entrada	Salida	Fondo
NPS	Tamaño de la boquilla	10	10	4
OD	Diámetro exterior del tubo	10-3/4	10-3/4	4-1/2
tn	Espesor de la pared de la brida	1/2	1/2	0.337
DR	Diámetro de la placa de refuerzo	10-7/8	10-7/8	4-5/8
L=Do	Largo o diámetro de la placa de refuerzo	23	23	12

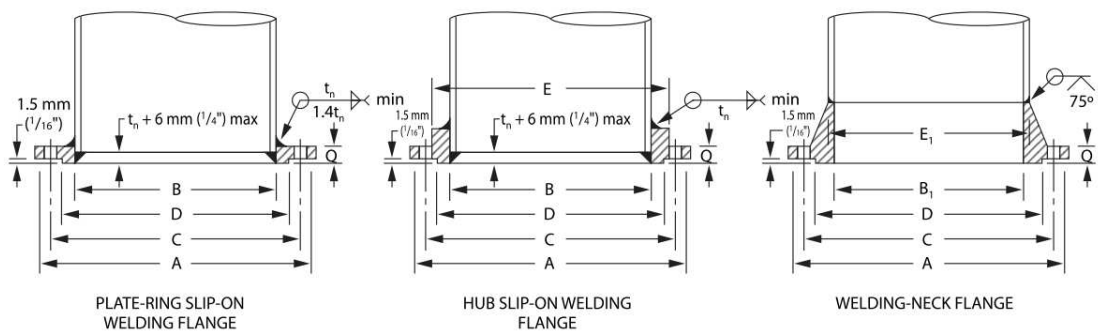
W	Ancho de la placa de refuerzo	28-1/4	28-1/4	15-1/4
J	Mínima distancia del casco a la brida	9	9	7
Hn	Mínima distancia fondo-centro de la brida	15-3/4	15-3/4	10-1/4

Fuente: Autor

El proceso para elegir las dimensiones empieza primero con el diámetro de la boquilla que se requiere para las diferentes necesidades, utilizando la figura 31. Tipo de boquillas-bridas, figura 29. Manhole del cuerpo y con el uso de la tabla 11. Dimensiones de las boquillas del cuerpo, se utilizará para seleccionar las siguientes dimensiones:

- Diámetro exterior del tubo DP.
- Espesor nominal de la pared del tubo de la boquilla t_n
- Diámetro de la placa de refuerzo DR
- Longitud del lado de placa refuerzo o diámetro $L=Do$
- 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. la misma que puede ser regular H_N o tipo baja C o roscada.

Figura33.Soldadura para bridas.



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

De la tabla20 se observara las dimensiones para las boquillas del cuerpo: placas, tubos y tamaño del filete de soldadura, con el espesor del primer anillo desde el fondo del tanque o el espesor de la placa de refuerzo seleccionada y las figuras 33, tipo de boquillas-bridas y 34, tipo de soldadura para bridas, se podrá dimensionar lo siguiente.

- Espesor mínimo del tubo de la boquilla t_n
- Valor añadido al diámetro de boquilla para obtener máximo diámetro de la placa del cuerpo D_p
- Tamaño para el filete de soldadura B
- Tamaño de filete soldadura A. Para boquillas de más de 2 pulgadas de diámetro y boquillas de diámetro igual a: 2; 1-1/2, 1-3/4 de pulgadas.

Los datos restantes para la selección de boquillas-bridas, se obtendrán de la tabla 23. Medidas para bridas en boquillas, figura 33. Tipo de boquillas bridas, figura 34. Tipo de soldadura para bridas se podrá obtener las medidas siguientes.

Nota para el uso de la tabla 23

- a Diámetro interior de la tubería.
- b Diámetro exterior de la tubería + 2 t_n
- c Diámetro exterior de la tubería.

Ingresando a la tabla 23 con el diámetro de la boquilla y seleccionar las dimensiones correspondientes. Para las boquillas del cuerpo para el manhole de 30 pulgadas de diámetro se obtiene lo siguiente.

$Q = 2\frac{1}{8}$ in Mínimo espesor del borde

$A = 38\frac{3}{4}$ in. Diámetro exterior del borde

$D = 33\frac{3}{4}$ in. Diámetro de la cara superior

$C = 36$ in Diámetro del círculo del perno

Numero de agujeros=28.

Diámetro de los agujeros para los pernos= $1\frac{3}{8}$ in

Diámetro de los pernos = $1\frac{1}{4}$ in

Para las boquillas del cuerpo en la salida de limpieza de 24 pulgadas de diámetro se tiene los siguientes datos:

$Q = 1\frac{7}{8}$ in. Espesor mínimo del borde

$A = 32$ in. Diámetro exterior del borde

$D = 27\frac{1}{4}$ in. Diámetro de la cara superior

$C = 29\text{-}1/2$ in Diámetro del círculo del perno

Numero de agujeros 20.

Diámetro de los agujeros $1\text{-}3/8$ in.

Diámetro de los pernos $1\text{-}1/4$ in.

En las boquillas del cuerpo para el drenaje de 4 pulgadas de diámetro se tiene lo siguiente:

$Q = 15/16$ in. Espesor mínimo del borde

$A = 9$ in. Diámetro exterior del borde

$D = 6\text{-}3/16$ in. Diámetro de la cara superior

$C = 7\text{-}1/2$ in Diámetro del círculo del perno

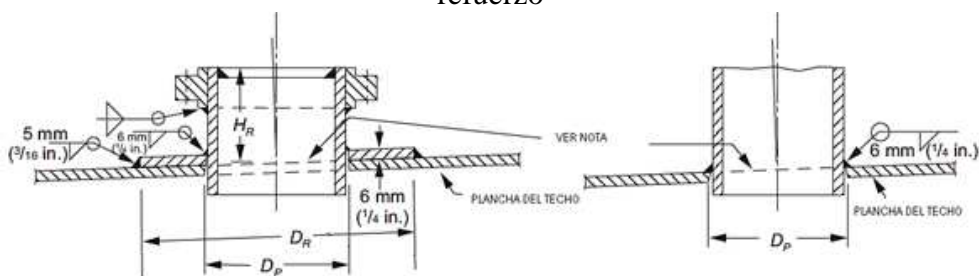
Numero de agujeros =8.

Diámetro de los agujeros = $3/4$ in.

Diámetro de los pernos = $5/8$ in

2.21.8 *Bridas y boquillas para el techo del tanque.* Estas boquillas son utilizadas para colocar las válvulas de venteo, tales como cuellos de ganso, bocas de aforo, las dimensiones de estas boquillas se observa en la figura 34, las boquillas-bridas para los techos se clasifican en regulares y roscadas o empernadas, con el diámetro de la boquilla que se necesite y la tabla 24, se selecciona las dimensiones pertinentes.

Figura 34. Tipos de boquillas-bridas para techo, con placa de refuerzo y sin placa de refuerzo



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Nota: Cuando las boquillas son usadas para ventilación, el cuello deberá ser recortado al ras con la línea del techo. Para el diseño de las bridas boquillas se usara la base para boquilla sin placa de refuerzo.

Tabla 24. Medidas para boquillas-bridas ubicadas en el techo. (in)

Columna.1	Columna.2	Columna.3	Columna.4	Columna.5
Diámetro de la boquilla	Diámetro exterior del cuello	Diámetro del agujero en la placa de refuerzo del techo D _p	Mínima altura para la boquilla H _R	Diámetro exterior de la placa de refuerzo D _R
1-1/2	1.900	2	6	5
2	2-3/8	2-1/2	6	7
3	3-1/2	3-5/8	6	9
4	4-1/2	4-5/8	6	11
6	6-5/8	6-3/4	6	15
8	8-5/8	8 7/8	6	18
10	10-3/4	11	8	22
12	12-3/4	13	8	24

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Uso de la tabla

Ingresar con el diámetro de la boquilla y seleccionar las dimensiones correspondientes. Para las boquillas del techo se tiene para el tubo de aforamiento del tanque una boquilla de 6 pulgadas de diámetro, con esto se obtiene lo siguiente:

Diámetro exterior del cuello = 6-5/8 in

Diámetro del agujero para la placa de refuerzo del techo del tanque D_p= 6-3/4 in

Altura mínima para la boquilla= H_R = 6 in

Diámetro exterior de la placa de refuerzo D_R= 15 in

Para las boquillas del techo se tiene para el tubo de aforo del tanque una boquilla de 10 pulgadas de diámetro, con se obtiene lo siguiente:

Diámetro exterior del cuello =10-3/4 in

Diámetro del agujero para la placa de refuerzo del techo del tanque D_p= 11 in

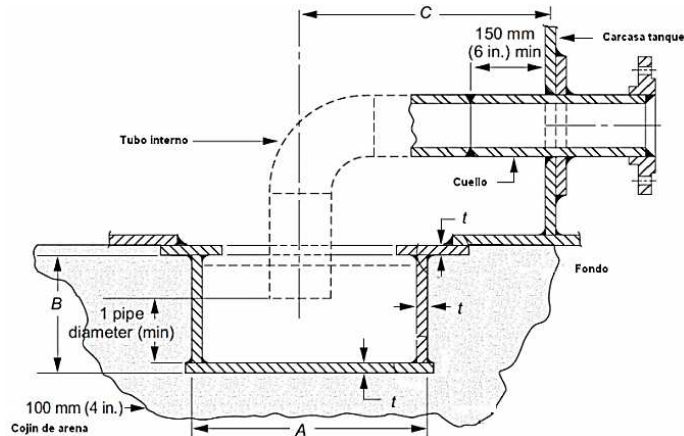
Altura mínima para la boquilla H_R = 8 in

Diámetro exterior de la placa de refuerzo D_R= 22 in

De igual forma se obtiene los parámetros necesarios para las boquillas del techo de donde se tiene dimensiones para el venteo del tanque, en donde se selecciona una boquilla de 12 pulgadas de diámetro.

2.21.9 Sumidero del fondo. El sumidero del agua del fondo del tanque está especificado según la Figura 35.

Figura 35. Sumidero del tanque



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Tabla 25. Dimensiones para sumidero. (in)

NPS	Diámetro del sumidero A (in)	Profundidad sumidero B (in)	Distancia centro tubo al casco C (ft)	Espesor de placas del sumidero t (in)	Mínimo espesor del tubo (in)	Mínimo espesor del cuello (in)
2	24	12	3-1/2	5/16	0.218	0.218
3	36	18	5	3/8	0.250	0.300
4	48	24	6-3/4	3/8	0.250	0.337
6	60	36	8-1/2	7/16	0.250	0.432

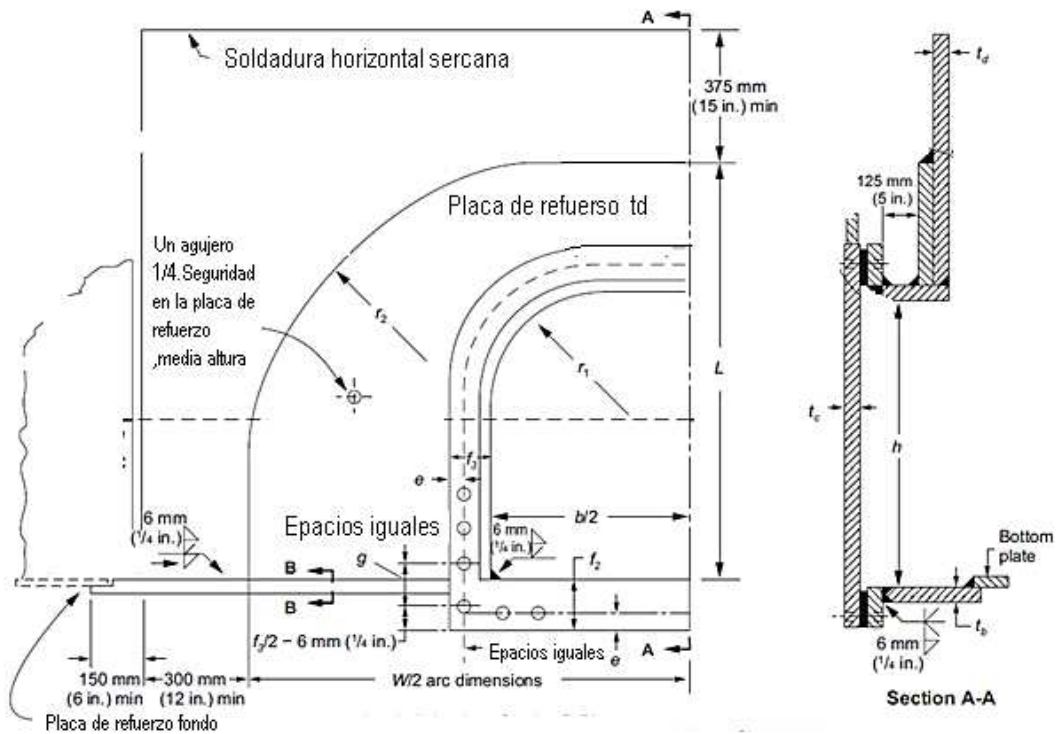
Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Se selecciona un sumidero con NPS de 2

2.21.10 Entrada o acceso para limpieza de sedimentos. Este acceso es muy importante porque permite el ingreso de equipos para mantenimiento, también es usado para la limpieza de sedimentos e impurezas.

El cuello del acceso de limpieza y el espesor de la placa de refuerzo y tiene que ser igual o mayor al espesor del primer anillo como se ve en la figura 36.

Figura 36. Detalle para compuerta desedimentos.



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

La geometría de la abertura en el cuerpo del tanque es de forma rectangular para la base, mientras que en las esquinas superiores debe tener un radio igual a un medio de la altura correspondiente a la abertura, llamada lápida, cuando el cuerpo del tanque está diseñado con materiales del grupo I, II, IIIA o IIIA, (Figura 4) el alto de la abertura no debe sobrepasar 1200mm (48in); y cuando el cuerpo del tanque está diseñado con materiales del grupo IV, IVA, V o VI, (Figura 4) la altura no debe sobrepasar de 900mm (36in).

En el centro de la abertura del fondo del tanque se ubica la placa de refuerzo la cual debe tener un mínimo ancho de 250mm más la relación de los espesores del primer anillo y la placa de refuerzo para el acceso de limpieza.

De la tabla 26, se selecciona los espesores de la placa de cubierta, pernos y reforzamiento del fondo para el acceso de limpieza.

Tabla 26. Medidas para la puerta de limpieza

Columna.1	Columna.2	Columna.3	Columna.4	Columna.5	Columna.6
Altura de abertura h	Ancho de la abertura B	Arco del ancho del cuerpo – reforzamiento de la placa	Radio superior de abertura r ₁	Radio superior de la placa de reforzamiento del cuerpo	Distancia de los pernos E

		W		r₂	
8	16	46	4	14	1-1/4
24	24	72	12	29	1-1/2
36	48	106	18	41	1-1/2
48	48	125	24	51-1/2	1-1/2

(Continua)

Columna.7	Columna.8	Columna.9	Columna.10	Columna.11
Ancho de la brida(excepto el fondo) f 3	Ancho del fondo de la brida f2	Espaciamiento de pernos especiales G	Numero de pernos	Diámetro de los pernos
4	3-1/2	3-1/4	22	3/4
4	3-3/4	3-1/4	36	3/4
4-1/2	4-3/4	4-1/4	46	1
4-1/2	5	4-1/2	52	1

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para la selección de las dimensiones se empieza primero determinando el ancho y el alto del acceso de limpieza que se utiliza para las diferentes necesidades, con el uso de la tabla 25, la altura máxima del nivel del líquido, y el uso de las tablas 26, y 27, se realiza la selección.

Notas para la tabla 27.

Para abertura 8x16, tb máximo = 1 in

Para abertura 24x24, tb máximo = 1-1/8 in

Para abertura 36x48, tb máximo = 1-1/2 in.

Para abertura 48x48, tb máximo = 1-3/4 in

De la tabla 28 se tiene los datos de espesores y alturas de placas de refuerzo del cuerpo para accesorios de limpieza.

Tabla 28. Espesores y alturas de placas de refuerzo del cuerpo para accesorios de limpieza.

Espesor más bajo del anillo del cuerpo t, td. In	Máxima nivel de liquido de diseño H (ft)	Altura de la placa de refuerzo del tanque para tamaños de abertura hxb (ancho x largo).(in)			
		8x16	24x24	36x48	48x48
Todos	< 72	14	36	54	72

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

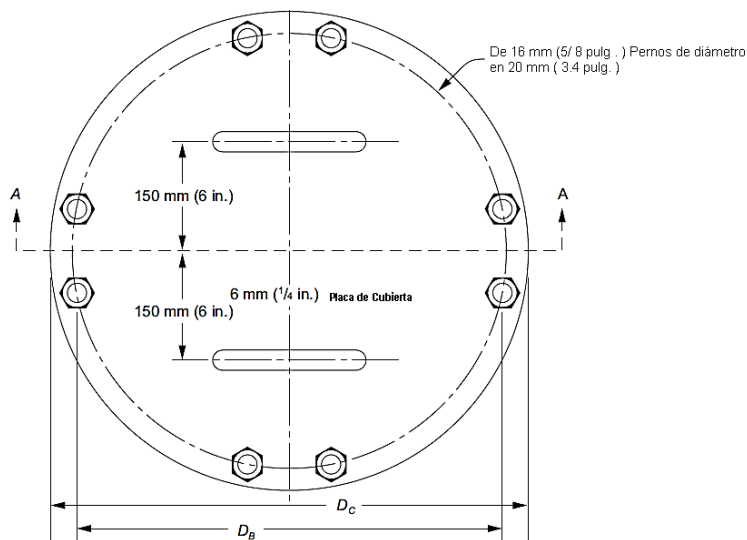
Para este cálculo la altura es de 36in.

2.21.11 Manhole del techo. El manhole de techo es un accesorio en los tanques de almacenamiento loscuales permite un acceso de inspección.

Los manhole del techo deberán ser conformados de acuerdo a la figura 37 y según la Tabla 30 donde los efectos de las cargas aplicadas al manhole del techo y soportados por la estructura deberán ser considerados.

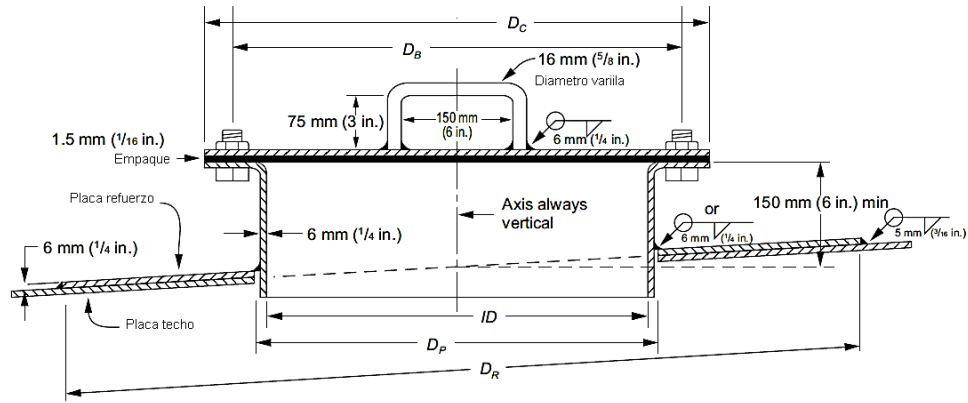
La estructura del techo y placas alrededor del manhole deberán ser reforzadas si es necesario.

Figura 37. Manhole del techo vista superior



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Figura 38. Manhole del techo, vista lateral



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Tabla 29. Dimensiones para el manhole del techo.

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Diámetro del empaque		Columna 8	Columna 9
Tamaño del Manhole	Diámetro del cuello ID	Diámetro de la placa de cubierta Dc	Diámetro del círculo de pernos Db	Número de pernos	Interior	Exterior	Diámetro de agujeros en la placa de refuerzo Dp	Diámetro exterior de la placa de refuerzo Dr
20	20	26	23-1/2	16	20	26	20-5/8	42
24	24	30	27-1/2	20	24	30	24-5/8	46

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

CAPÍTULO III

3. DISEÑO DEL TANQUE BAJO LA NORMA API 650.

3.1 Diseño del cascaron o cuerpo del tanque

Un tanque es formado por la unión de anillos rolados hasta alcanzar la altura requerida por el diseñador. Estos anillos se forman soldando láminas roladas para formar el perímetro del tanque. Por tal motivo el cuerpo es el componente más grande lo que representa aproximadamente el 75% de la construcción, por tal motivo el cálculo de los espesores se debe hacer de la manera más exacta para obtener datos óptimos que permitan construir un tanque seguro y de bajo costo. De acuerdo a la necesidad de

diseño requeridas dadas por el fabricante, para tanques con las características antes mencionadas se tiene.

- Temperatura del metal, basado en la temperatura ambiente
- Capacidad del tanque y localización en estación petrolera
- Gravedad específica del líquido a almacenarse
- Sobre espesor de corrosión
- Velocidad del viento
- Localización geográfica

Para el diseño de este tipo de tanques se debe tener muy en cuenta condiciones que son de mucha importancia para el diseño las cuales constan en el estándar API 650 tales como:

- Temperatura máxima de operación 93 °C o 200F.(API-650, 2013)
- Presión externa de diseño 0.25 kPa. (API-650, 2013)
- Presión interna máxima para tanques cerrados indicada en el apéndice F del estándar API 650, no mayor a 18 kPa.

De acuerdo a la tabla 30 indica que los espesores de las planchas para la conformación de los anillos no deben ser menores a los datos indicados en la tabla antes mencionada

Tabla 30. Requerimiento mínimo para el espesor de planchas según su diámetro

DIÁMETRO NOMINAL DEL TANQUE		ESPESOR NOMINAL DE PLANCHA	
(m)	(ft)	(mm)	(in)
< 15	< 50	5	3/16
De 15 a < 36	De 50 a < 120	6	¼
De 36 a < 60	De 120 a < 200	8	5/16
60	200	10	3/8

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para el diseño de espesores se utiliza los esfuerzos máximos permisibles (Sd) y prueba hidrostática, (St), estos se encuentran tabulados en la tabla 5-2b de la norma API 650 (Ver anexo B), como también la mínima resistencia a la fluencia (Sy) y a la tracción (Str).

Los dos métodos utilizados para el cálculo de espesores de las láminas que conforman los diferentes anillos son:

- Método de punto fijo o un pie
- Método de punto variable

3.1.1 Método de punto fijo o un pie. Es utilizado para tanques cuyo diámetro es menor a 60m (200ft). El método un pie, calcula el espesor en puntos de diseño que se encuentran a un pie sobre el borde inferior de cada anillo que conforma el cuerpo del tanque.

3.1.2 Método de un punto variable. Es utilizado para el cálculo de tanques con diámetros mayores a 60m (200ft). Este procedimiento proporciona una ligera reducción en el espesor de las placas que conforman los anillos, a consecuencia de esto se tiene una disminución en el peso total del material.

Un limitante a la hora de realizar los cálculos de diseño es el espesor máximo de las láminas que existen en el mercado. Este método calcula espesores de plancha en puntos de diseño en donde los esfuerzos calculados (esfuerzos circunferenciales aproximados) son de relativa proximidad al esfuerzo circunferencial real de la carcasa, por tal motivo es un método de aproximación por tanteo.

3.2 Planteamiento del presente proyecto

La presente tesis de cálculo y diseño, está desarrollado en base a la norma API 650, décima segunda edición de marzo del 2013. Para el diseño del tanque de 3000 barriles, se utilizara el método de Punto fijo o de un Pie, lo cual se utilizara para almacenar petróleo, ubicado en la Provincia de Orellana, para la compañía GONZAORIENTE.SA.

Para el diseño del tanque cuya capacidad es de 3000 bbls, se decide seleccionar una altura de 24 pies compuesto de tres anillos.

Las dimensiones que se propuso para el tanque en base al volumen requerido de almacenamiento, en base a los diámetros y alturas sugeridas por el estándar API 650, se ubica en la tabla 31.

Tabla 31. Altura y numero de anillo según sus capacidades nominales para tanques con anillos de 96 pulgadas de alto para cada plancha.

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7	Columna 8	Columna 9
Diámetro del tanque Ft	Capacidad aproximada por (pie) de altura (barriles)	Altura del tanque (pies)/ Número de anillos en la altura total del tanque						
		16/2	24/3	32/4	40/5	48/6	56/7	64/8
10	14.0	225	335	450	-	-	-	-
15	31.5	505	755	1,010	1,260	-	-	-
20	56.0	900	1,340	1,790	2,240	2,690	-	-
25	87.4	1,400	2,100	2,800	3,500	4,200	4,900	5,600
30	126	2,020	3,020	4,030	5,040	6,040	7,050	8,060
35	171	2,740	4,110	5,480	6,850	8,230	9,600	10,980

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage.

De la tabla 31 se obtiene los siguientes valores:

Diámetro sugerido: 30pies

Altura sugerida: 24 pies

Numero de anillos: 3

Alto de plancha: 96 in = 8 pies

De la tabla 32 se procede a obtener el espesor de plancha requerida

Tabla 32. Dimensión de placas para tanques con anillos de 96 plg, de alto

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7	Columna 8	Columna 9
Diámetro del tanque (ft)	Altura del tanque (pies)/ Número de anillos en la altura total del tanque							
	8/1	16/2	24/3	32/4	40/5	48/6	56/7	64/8...
10	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	-	-	-
15	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	-	-	-
20	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	-	-
25	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	0.20	0,23
30	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	0.21	0,24	0,28

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage.

Espesor de plancha sugerido: 3/16 pulgadas

3.2.1 Datos y condiciones generales para el diseño. En el diseño y cálculo del tanque se debe tomar en cuenta datos técnicos de diseño que son importantes, cuyo objetivo es seguir los criterios que brinda la norma API 650.

- Altura nominal del tanque $H = 7,32 \text{ m} = 24 \text{ pie}$
- El diseño para los espesores del cuerpo será calculado por el método punto fijo
- Capacidad $C = 3.000 \text{ barriles} = 477 \text{ m}^3 = 16843,7 \text{ pie}^3$
- Diámetro $D = 30 \text{ pie} = 9,14 \text{ m}$
- Gravedad específica del líquido a almacenarse $G = 0,98$
- Presión de diseño atmosférica equivalente a 14.7 psia o 101.352 kPa o 1 atm
- Corrosión admisible $CA = 1/8''$ (3,175 mm) para el cuerpo. (API-650, 2013)
- Material para planchas del tanque se seleccionara A-36
- Espesor mínimo especificado = 3/16'' (5mm).
- Este tipo de tanque se diseñara bajo todas las restricciones de la Norma API 650.
- Temperatura máxima de operación 93°C (API-650, 2013)

3.3 Dimensionamiento para la capacidad del tanque

Bajo la Norma API 650, y el Anexo C, se calcula la capacidad del tanque de almacenamiento mediante la siguiente expresión. (API-650, 2013).

$$C = 0.14 D^2 H \quad (39)$$

Dónde:

C Capacidad del tanque en barriles de 42 galones.

D Diámetro del tanque (ft)

H Altura del tanque. (ft)

De la ecuación 39.

$$C = 0.14 D^2 H$$

$$C = 0.14 * (30 \text{ ft})^2 * 24 \text{ ft}$$

$$C = 3024 \text{ Barriles}$$

Con este nuevo dato, el volumen calculado corresponde al volumen aproximado nominal del tanque, que es de 3000 barriles, esto quiere decir que en caso de una sobre medida al momento de entrar a operar puede producirse un derrame Sabiendo que las dimensiones que propone la norma API 650 en la tabla 27, son dimensiones sugeridas, y que es criterio del diseñador variar estas dimensiones, por lo que se puede variar estos valores e influir en el diseño. Para este diseño se procede a variar el diámetro del tanque, aumentando un pie a la longitud del diámetro propuesto, dando como nuevo diámetro.

$$D = 31 \text{ pies.}$$

Con este cambio se obtiene el siguiente resultado.

$$C = 0.14 D^2 H$$

$$C = 0.14 * (31 \text{ pies})^2 * 24 \text{ pies}$$

$$C = 3.228,96 \text{ Barriles}$$

Después de aumentar en un pie al diámetro, se obtiene un nuevo resultado cuya capacidad se ha aumentado, esto permite que el diseño sea confiable y seguro, garantizando evitar un sobre llenado del tanque Se selecciona el número de anillos de 3, en base a la altura nominal y ancho de las planchas equivalente a 96 plg. = 2440 mm. La longitud de las planchas será de 12 m.

El material para placas se seleccionara el A-36, ya que es un tipo de material muy conocido y fácil de adquirirlo en el mercado, cuyas propiedades como valores de esfuerzo para prueba de diseño $S_d = 23200 \text{ psi}$, y prueba hidrostática $S_t = 24900 \text{ psi}$, así también el esfuerzo de fluencia del material $S_y = 36000 \text{ Psi}$. (API-650, 2013).

3.4 Diseño del cuerpo del tanque por el método de un pie

3.4.1 Cálculo de anillos. Según el literal 5.6.3.2 de la norma API 650 se determina el espesor del primer anillo mediante las siguientes fórmulas. (Método de un pie)

Por diseño(API-650, 2013)

$$t_d = \frac{2.6 * D(H - 1) * G}{Sd} + CA \quad (40)$$

Dónde:

- td Espesor del anillo por diseño en (in)
- D Diámetro nominal del tanque, (ft)
- H Nivel de líquido de diseño, (ft)
- G Gravedad específica de diseño del líquido a ser almacenado
- CA Corrosión admisible, en in, especificada por el cliente.
- Sd Esfuerzo admisible para la condición de diseño, en psi.

Por prueba hidrostática (API-650, 2013).

$$t_t = \frac{2.6 * D * (H - 1)}{St} \quad (41)$$

Dónde:

- tt Espesor del anillo por prueba hidrostática,(in)
- StEsfuerzo admisible para la condición de prueba hidrostática, en psi.

Se requiere que el mínimo espesor de la plancha para el diseño y construcción del tanque, será el mayor valor calculado de las formulas mencionadas, en base al literal 5.6.3.2, (API-650, 2013).

3.4.1.1. Cálculo de la altura real del líquido antes de su respectivo diseño. Para el cálculo se debe tomar en cuenta que el diseño del tanque corresponde a una geometría cilíndrica. En donde la altura real del líquido almacenado se calculará mediante la siguiente expresión.

$$V = \frac{\pi * D^2 * He}{4} \quad (42)$$

$$He = \frac{4 * V}{\pi * D^2} \quad (43)$$

$$He = \frac{4 * 16843,7 \text{ ft}^3}{\pi * (31 \text{ ft})^2}$$

Se procede al cálculo de anillos.

3.4.1.2 *Cálculo del primer anillo.* Cálculo de espesor del cuerpo del tanque por el método de diseño, en (plg.). (ecuación 40)

$$t_d = \frac{2,6 * D(H - 1) * G}{S_d} + C_a$$

$$t_d = \frac{2,6 * 31 \text{ ft} (22,31 \text{ ft} - 1) * 0,98}{23200 \text{ psi}} + 0,125 \text{ in}$$

$$t_d = 0,198 \text{ in}$$

Espesor del cuerpo por el método de prueba hidrostática, en (plg), (ecuación 41)

$$t_t = \frac{2,6 * D(H - 1)}{S_t}$$

$$t_t = \frac{2,6 * 31 \text{ ft} (22,31 \text{ ft} - 1)}{24900 \text{ psi}}$$

$$t_t = 0,069 \text{ in}$$

3.4.1.3 *Cálculo del segundo anillo.* Cálculo de espesor del cuerpo del tanque por el método de diseño, en (plg.).

$$t_d = \frac{2,6 * D(H - 1) * G}{S_d} + C_a$$

$$t_d = \frac{2,6 * 31 \text{ ft} ((22,31 \text{ ft} - 8 \text{ ft}) - 1) * 0,98}{23200 \text{ psi}} + 0,125 \text{ in}$$

$$t_d = 0,199 \text{ in}$$

Cálculo de espesor del cuerpo por el método de prueba hidrostática, en (plg).

$$t_t = \frac{2,6 * D(H - 1)}{S_t}$$

$$t_t = \frac{2,6 * 31 \text{ ft} ((22,31\text{ft} - 8) - 1)}{24900 \text{ psi}}$$

$$t_t = 0,043 \text{ in}$$

3.4.1.4 Cálculo del tercer anillo. Cálculo de espesor del cuerpo del tanque por el método de diseño, en (plg.).

$$t_d = \frac{2,6 * D(H - 1) * G}{S_d} + C_a$$

$$t_d = \frac{2,6 * 31 \text{ ft} ((22,31 \text{ ft} - 16 \text{ ft}) - 1) * 0,98}{23200 \text{ psi}} + 0,125 \text{ in}$$

$$t_d = 0,143 \text{ in}$$

Cálculo de espesor del cuerpo por el método de prueba hidrostática, en (plg.).

$$t_t = \frac{2,6 * D(H - 1)}{S_t}$$

$$t_t = \frac{2,6 * 31 \text{ ft} ((22,31\text{ft} - 16) - 1)}{24900 \text{ psi}} = 0,0172 \text{ in}$$

En la tabla 33 se detalla los espesores que se utilizaran para el diseño.

Tabla33.Espesores calculados para el cuerpo del tanque

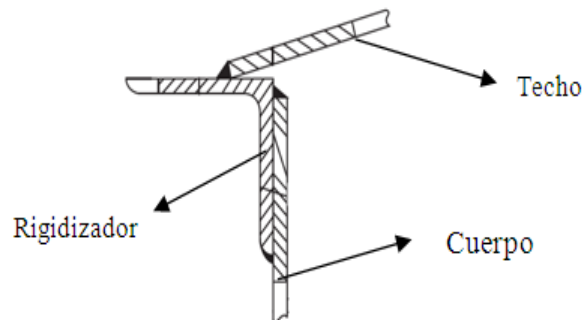
Acero A36				
S _d = 23.000 Psi		G=0.98		S _t = 24.900 Psi
ANILLO	ESPESOR CALCULADO (plg)	ESPESOR CALCULADO (mm)	* ESPESOR SELECCIONADO (plg)	ESPESOR SELECCIONADO (mm)
1 ^{ero}	0,198	5,050	0,250	6,350
2 ^{do}	0,170	4,340	0,250	6,350
3 ^{ero}	0,143	3,630	0,250	6,350
*. Espesor comercial ver Anexo C				

Fuente: Autor

3.5 Diseño del techo del tanque

El tipo de techo para el tanque será cónico auto soportado, este tipo de techo descansará en todo el perímetro de la pared del tanque, sobre el anillo rigidizado, como se muestra en la figura 39.

Figura 39. Perfil del anillo rigidizado



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage.

De acuerdo al API 650 este tipo de techo es diseñado para tanques que no exceden de un diámetro de 60 pies, pero se recomienda fabricar en un diámetro máximo de 40 pies.

El espesor para el diseño no debe ser menor de 4.76 mm. (3/16 pulg.), y no mayor de 12.7 mm. (1/2 in.).

Esto se respalda en el apéndice 5.10.2.6.b (API-650, 2013) ya que el diámetro del tanque a diseñar, equivalente a 31 pies o 9,44m, corresponde a un diámetro menor a 60 ft, consideración muy importante para no requerir una estructura con soporte. La inclinación del techo tiene que tener un rango de 9,5° a 37°, o con una pendiente desde 9:12 a 2:12, respectivamente. (API-650, 2013).

El espesor mínimo del diseño será calculado por la Fórmula 46. (API-650, 2013).

$$e = \frac{D}{400 * \text{sen}\theta} \sqrt{\frac{T}{45}} + CA = \frac{D}{460 * \text{sen}\theta} \sqrt{\frac{U}{45}} + CA \quad (44)$$

Dónde:

e Espesor mínimo de diseño para el techo del tanque (in)

D Diámetro nominal del tanque a construir (ft)

θ Angulo transversal de elevación del techo en grados

T Es el mayor valor de combinaciones, con carga de nieve equilibrada S_b (lbf / pie²);

U Es el mayor valor de combinaciones, con carga de nieve desequilibrada S_u (lbf / pie²);

$$D_L + (L_r \text{ o } S_u \text{ o } S_b) + 0.4P_e$$

$$D_L + P_e + 0.4(L_r \text{ o } S_u \text{ o } S_b)$$

Dónde:

D_L Carga muerta

L_r Carga viva del techo

P_e Presión externa

S_b Carga de nieve equilibrada (granizo)

S_u Carga de nieve desequilibrada (granizo)

A_{tt} Área total del techo

$$A_{tt}=801,16 \text{ ft}^2$$

Según el sitio de estudio para el diseño del tanque, la norma NEC da a conocer que para lugares de altitud con más de 1500 msnm se toma en cuenta la carga por granizo, entonces para este diseño el lugar de estudio se encuentra en la provincia de Orellana lo cual tiene una altitud de 254 msnm, razón por la cual no se tomara en cuenta la carga por nieve (granizo).

$$L_r=20 \text{ lb/ft}^2 \text{ (API-650, 2013)}$$

$$P_e=5.22 \text{ lb/ft}^2 \text{ (API-650, 2013)}$$

$$S_u=0, S_b=0$$

Luego de analizar las respectivas combinaciones de carga se toma en cuenta que para calcular el espesor del techo existen dos ecuaciones formuladas anteriormente, lo cual da a conocer que se haga la combinación solo de carga por nieve (granizo), tanto equilibrada como desequilibrada.

Para la utilizar la carga equivalente T se obtiene lo siguiente

$$D_L + (Sb) + 0.4Pe$$

$$D_L + Pe + 0.4(Sb)$$

Para la utilizar la carga equivalente U se obtiene lo siguiente

$$D_L + (Su) + 0.4Pe$$

$$D_L + Pe + 0.4(Su)$$

Por tal motivo se tomará en cuenta la carga viva de techo como manifiesta la Norma API 650.5.2.1f

$$D_L + L_r + 0.4Pe$$

$$D_L + Pe + 0.4(L_r)$$

Entonces:

$$D_L = 8162,67 \text{ lb}$$

$$L_r = 16023,20 \text{ lb}$$

$$Pe = 4182,05 \text{ lb}$$

Para

$$D_L + (L_r) + 0.4Pe = 25858.69 \text{ lb}$$

$$D_L + Pe + 0.4(L_r) = 18754 \text{ lb}$$

$$D_L + (L_r) + 0.4Pe < D_L + Pe + 0.4(L_r)$$

Una vez que se calcula las combinaciones se selecciona la carga más crítica. La carga por gravedad equivalente está dada por (P):

$$D_L + L_r + 0.4 * Pe = 25858.64 \text{ lb}$$

El valor de la carga equivalente (P) por unidad de área, esta expresada de la siguiente manera (T)

$$T = P/Att$$

$$T = 32,28 \text{ lb/pie}$$

De la ecuación 44

$$e = \frac{D}{400 * \text{sen } \theta} \sqrt{\frac{T}{45}} + CA$$

Dónde:

D = 31ft

$\theta = 15^\circ$

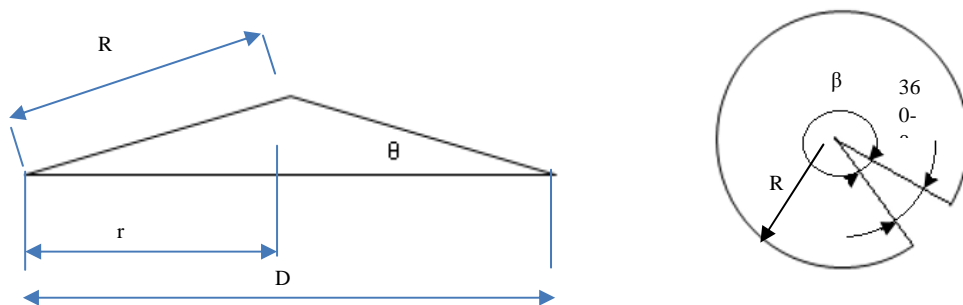
T = 32.28 lb/ft²

$$e = \frac{31}{400 * \text{sen } 13} \sqrt{\frac{32.28}{45}} + 0.0625$$
$$e = 0,22 \text{ in}$$

El espesor de diseño muy aproximado será de 0.25in

3.5.1 Ángulo de corte para techo cónico. Al calcular el ángulo de corte del techo cónico, se considera como esquema la figura 40 que muestra el triángulo en una vista frontal, que formara el techocónico.

Figura 40. Detalle del ángulo de corte para el techo cónico



Fuente: Inglesa. *Diseño y cálculo de tanques de almacenamiento*

Dónde:

D Diámetro del tanque.

r Radio del tanque.

θ Ángulo transversal de elevación del techo en grados.

R Distancia del cono del techo.

α Ángulo de corte para el techo cónico.

$$\theta = 13^\circ$$

$$R = 4,85 \text{ m.}$$

Con estos valores y de acuerdo a la fórmula 26:

Se tiene

$$\alpha = 360^\circ - 360^\circ (r / R) \quad (45)$$

$$\alpha = 360^\circ - 360^\circ * (4,724 / 4,849)$$

$$\alpha = 9.23^\circ$$

El ángulo de corte adoptado para diseño es de 10°

3.6 Diseño del fondo del tanque

En la tabla 34, que se muestra se observa el mínimo espesor de diseño a considerar para las láminas del fondo del tanque, considerando el esfuerzo de prueba hidrostática y el espesor del primer anillo. Estos espesores consideran que tipo de planchas se ubicarán sobre una base de hormigón uniforme previamente construida bajo los parámetros de diseño que indica la Norma API 650.

Tabla 34. Dimensión mínima de plancha para el fondo del tanque

Espesor nominal de placa del primer anillo (in)	Esfuerzo de prueba hidrostática en el primer anillo (Ibf/in ²)			
	≤27,000	≤30,000	≤33,000	≤36,000
$t \leq 0.75$	1/4	1/4	9/32	11/32
$0.75 < t \leq 1.25$	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

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage.

Sabiendo que el esfuerzo de prueba hidrostática es de 24900 psi para el material A-36 y que el espesor de diseño para el primer anillo será de 0,25 plg, entonces el espesor mínimo de diseño será de 1/4 in o 6,35mm en base a la tabla 34.

Lo mencionado anteriormente se ratifica en el literal 5.4.1 de la Norma API 650. Sin embargo para alargar la vida útil del tanque de almacenamiento y contrarrestar la corrosión que se enfoca en el fondo del tanque, principalmente porque es ahí en donde se depositan los sólidos del producto almacenado, provocando de esta manera un mayor desgaste en esta zona, se tomara para el diseño, un espesor de 9mm para las placas del fondo.

Haciendo uso a la referencia del ítem 5.4.1 de la Norma API 650, las dimensiones nominales de las láminas serán de 7620x1800x9 mm, y distribuidas simétricamente en base a ejes coordenados X y Y de la circunferencia del piso. Lo importante de esta distribución, es utilizar la mínima cantidad de planchas para conformar el piso.

La pendiente del fondo, de acuerdo a la norma API 650, literal 5.4.4(API-650, 2013) debe tener una relación de 1:120 hacia el centro del tanque.

Esta inclinación se logrará por el diseño de la base de hormigón donde se asentará el tanque, correspondiente a la obra civil. El fondo del tanque debe proyectarse para formar una ceja de 50 mm (2 plg) como mínimo desde el filo del fondo del tanque hacia afuera, en base al literal 5.4.2.(API-650, 2013).

Esta ceja que se forma alrededor del perímetro del tanque servirá para posteriormente perforar orificios que permitan colocar pernos de anclaje para la fijación del tanque en su respetiva base de hormigón. Para el diseño del fondo del tanque se tomara un sobre espesor por corrosión de 1/8” debido a que en el fondo existen mayores depósitos de impurezas por lo que la corrosión es mayor.

$$e(\text{fondo}) = \frac{1}{4}in + \frac{1}{8}in = \frac{3}{8}in \quad (46)$$

Tabla 35. Dimensiones importantes para el fondo del tanque.

DIMENSIONES PARA PLANCHAS DEL FONDO	in	mm
Espesor mínimo(API 650 Part 5.4.1)	1/4	6
Espesor por corrosión	1/8	3
Espesor para la plancha de fondo	3/8	9
Ancho mínimo de traslape (API 650 Part.5.1.3-5)	1	25
Ancho mínimo de plancha (API 650 Part 5.4.1)	72	1800
Ancho proyectado fuera del cuerpo (API 650 Part 5.4.2)	2	50

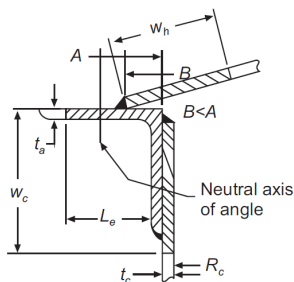
Fuente: Autor

3.7Diseño del anillo superior o ángulo de tope

Para el cálculo de los ángulos de tope para techos cónicos autoportados, se toma en cuenta un porcentaje de las áreas transversales entre las láminas del techo, el último anillo del cuerpo del tanque y toda el área del ángulo de tope, a esta área se la conoce como el área de compresión de la unión cuerpo –techo, (API-650, 2013).

Para la determinar de las dimensiones del ángulo de tope, primero se determina las características geométricas que tendrá el área de compresión (A), usando los detalles constructivos. (API 650, 2013).

Figura 41. Junta de compresión para techo, ángulo y cuerpo



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Dónde:

- A Distancia desde el filo del anillo hasta el eje neutral del ángulo.
- B Distancia desde el filo del anillo hasta el tope de la lámina del techo.
- Wc Máxima longitud considerada del cuerpo, se calcula con

$$Wc = 0.6 * Rc * tc * 0.5 \quad (47)$$

Dónde:

Rc Radio interior del tanque

tc Espesor del último anillo

Wh Máximo longitud considerada del techo, se calcula con la siguiente expresión.

$$Wh = 0.3 * R_2 * th * 0.5 \quad (48)$$

Dónde:

$$R_2 = \frac{Rc}{\text{sen } \theta}$$

θ Pendiente del techo.

R_2 Es la distancia perpendicular al techo hasta el eje neutral.

th Espesor de las placas del techo

De la figura 36, se da a conocer el área considerada del techo y cuerpo:

Área considerada del techo

$$At = Wh * th \quad (49)$$

Área considerada del cuerpo

$$Ac = Wc * tc \quad (50)$$

En el anexo D, se ilustra nueve posibles alternativas para juntas de compresión, de las cuales se selecciona una para conformar el anillo superior o de rigidez.

Como se observa en la figura 36, esta es la alternativa que se escogerá para el diseño del ángulo de tope para el tanque de 3000 barriles. La Norma API 650 en el ítem 5.10.2.6 define el área de compresión mínima para una junta frangible (techo-ángulo-cuerpo) mediante la siguiente ecuación:

$$Ar = \frac{DLs}{201000 * Tg \theta} \quad (51)$$

Dónde:

Ar Área mínima de la sección transversal, de la unión cuerpo-ánguloecho paratechosauto soportado. (plg²)

DLSPeso total del fondo y cuerpo del tanque, además cualquier estructura soportada por el cuerpo y por el techo, no se incluye el peso de las planchas del techo. (lbf)

θAngulo de inclinación del techo auto soportado en vista frontal, el cual debe estar comprendido entre 9,5° y 37°.(API-650, 2013).

- El peso de los principales componentes del tanque son los siguientes:

Fondo	5169,36 kg
Cuerpo (1°, 2° y 3° anillo)	10833,86 Kg
Peso de la escalera	1360 kg
Peso de accesorios y refuerzos	1000 kg
Peso total	18363,22kg
Peso total D _{LS}	40484 lbf

De la ecuación 51 se tiene

$$Ar = \frac{40484 \text{ lbf}}{201000 * \text{Tg}(15^\circ)}$$

$$Ar = 0,75 \text{ plg}^2$$

Se compara este resultado con la tabla 36, entre el perfil recomendado para el diseño del ángulo de rigidez y con el área transversal de cada uno(API-650, 2013), la cual se verifica en el Anexo D.

Se tiene que saber que el diseño del tanque se ha realizado para planchas de espesores de 1/4 in en cuerpo y techo, como también el anillo estará soldado directamente con el tercer anillo del cuerpo por lo tanto el perfil de 2 x 2 x 1/4 in, de la tabla 36

Tabla 36.Medidas recomendadas para el diseño del ángulo de rigidez

Diámetro del tanque (D)	Ángulo recomendado (mm)	Ángulo recomendado (in.)
--	--	---

$D \leq 11\text{m}, (D \leq 35\text{ft})$	$50 \times 50 \times 5$	$2 \times 2 \times 3/16$
$11\text{m} < D \leq 18\text{m}, (35\text{ft} < D \leq 60\text{ft})$	$50 \times 50 \times 6$	$2 \times 2 \times 1/4$
$D > 18\text{m}, (D > 60\text{ft})$	$75 \times 75 \times 10$	$3 \times 3 \times 3/8$

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

3.8 Detalles para diseño de escaleras helicoidales para tanques (API-650, 2013)

Las escaleras, tienen la finalidad de situar al personal que lo requiera en una zona del tanque que necesite de mantenimiento o supervisión, generalmente sobre el techo donde se localizan diversas boquillas y la entrada hombre, además cuyo objetivo principal es brindar protección y seguridad al personal.

Requiere de los siguientes detalles:

- Toda escalera diseñada para tanques debe ser de metal
- El ancho mínimo de las escaleras son de 610mm.
- El ángulo máximo entre las escaleras y una línea horizontal son de 50°.
- El ancho mínimo de los peldaños son de 203mm.
- La elevación son uniforme a todo lo largo de la escalera.
- Los peldaños deben estar hechos de rejilla o material antideslizante.
- La reja superior debe estar unida al pasamano de la plataforma sin margen y la altura, medida verticalmente desde el nivel del peldaño hasta el borde del mismo deberá ser de 762 a 864mm.
- La distancia máxima entre los postes de la rejilla medidos a lo largo de la elevación de 2,438mm.
- Un detalle importante con el peso a soportar es que toda la estructura completa debe ser capaz de soportar una carga viva concentrada de 453 Kg. (999 lb).
- La estructura del pasamano deberá ser capaz de soportar una carga de 90Kg. (198.45lb), aplicada en cualquier dirección y punto del barandal.
- Los pasamanos deben estar colocados en ambos lados de las escaleras rectas; éstos son colocados también en ambos lados de las escaleras circulares cuando el claro entre cuerpo-tanque y los largueros de la escalera excedan 203mm.
- El ancho mínimo de las escaleras son de 610mm.

- Las escaleras circunferenciales estarán completamente soportadas en el cuerpo del tanque y los finales de los largueros apoyados en el piso.

3.9 Dimensiones calculadas para el diseño del tanque

En la siguiente tabla 37, se detalla las medidas que se calcularon de cada uno de los elementos que conforman el tanque de 3000 bbls, para la construcción del mismo.

Tabla 37. Dimensiones generales para el tanque de 3000 bbls

Datos para tanques (m)		Espesores de planchas (in)		Datos adicionales	
Diámetro del tanque	9,45	Piso	3/8	Perfil 2"x 2"x1/4	29,69 m
Altura del tanque	7,32	Cuerpo (1°- 2° y 3° Anillo)	1/4	Inclinación del techo	15°
Perímetro del tanque	29,69				
Radio del techo cónico	4,85	Techo	1/4		

Fuente: Autor

En la tabla 37 no se da a conocer dimensiones para los accesorios, ya que estos fueron seleccionados mediante la norma API 650 en el capítulo anterior.

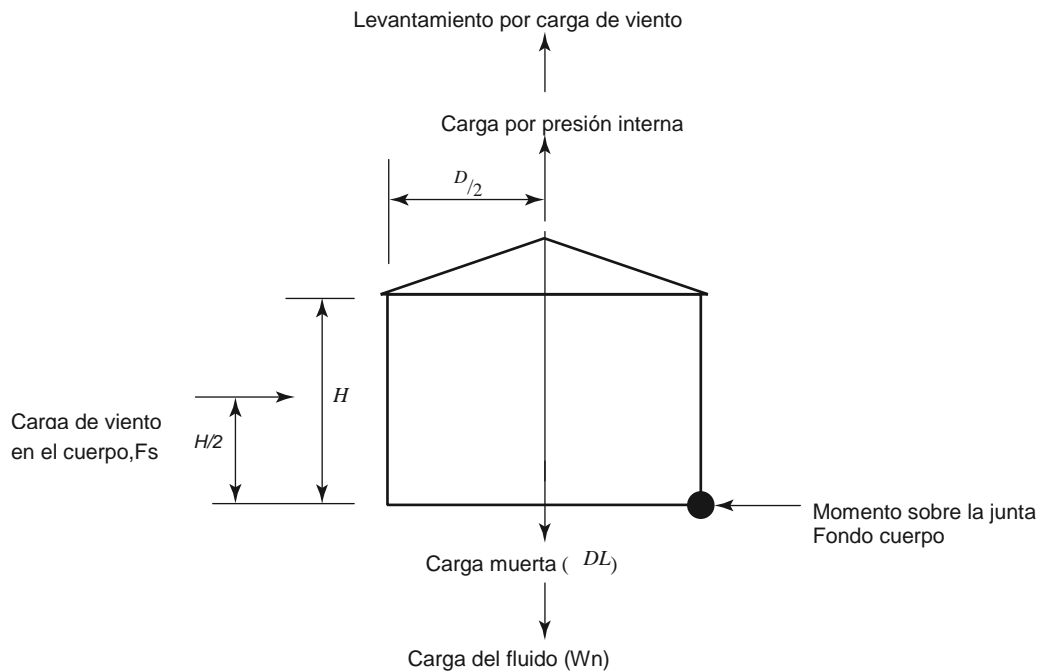
3.10 Estabilidad de volteo por carga de viento

TANK deriva de la presión del viento de la nota en la parte inferior de 5.9.6.1 que a su vez se refiere a la nota de la parte inferior del párrafo 5.9.7.1. La presión del viento es tomada como 25.6 psf pero aumentando la velocidad del viento por el 10% da: 25.6×1.1^2 que es 30.976 psf.

TANK trabaja directamente de ASCE-7 y obtiene una presión de 31.07 psf. API 650 tiene una referencia de 100 mph para obtener una presión de 31.07 psf. Para nuestro diseño se procede a calcular la presión equivalente para nuestro medio ya que se tiene un índice muy bajo de velocidad

Según la norma NEC manifiesta que la velocidad de diseño para viento hasta 10 m de altura será la adecuada a la velocidad máxima para la zona de ubicación de la edificación, pero no será menor a 21m/s (75 km/h).

Figura 42. Diagrama de cargas debido a la presión del viento sobre el tanque



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para nuestro caso se tiene una velocidad de 9 m/s (20mph), por lo tanto haciendo referencia de API 650 en donde su referencia es de 100 mph, se procede a duplicar la velocidad a 40mph, (18m/s) lo cual será la nueva velocidad para el diseño. Según API 650, Parte 5.2.1-k.

$$P = 0.00256 * Kz * Kzt * Kd * V^2 * I * G \quad (52)$$

Donde

P Presión de viento (lb/ft²)

Kz Coeficiente de exposición de presión. API 650 Part 5.9.7. (Nota 2)

Kzt Es igual a 1,0 para todas las estructuras, excepto los de colinas o escarpes aislados API 650 Part 5.9.7. (Nota 2)

Kd Factor de direccionalidad = 0,95 para tanques circulares API 650 Part 5.9.7.

V Velocidad del viento (mph)

I Factor de importancia = 1 (ver Tabla 13)

G Es igual al factor de ráfaga = 0,85 para la exposición C

De la ecuación 52

$$\begin{aligned}P &= 0.00256 * K_z * K_{zt} * K_d * V^2 * I * G \\P &= 0.00256 * 1.04 * 1 * 0.95 * 40^2 * 1 * 0.85 \\P &= 3.44 \text{ lb/ft}^2\end{aligned}$$

Factor multiplicador de viento (W_F)

$$\begin{aligned}W_F &= \left(\frac{V}{120}\right)^2 \\W_F &= \left(\frac{40}{120}\right)^2 = 0.11\end{aligned} \tag{53}$$

Una vez que se encontró la presión de viento para nuestro caso se calcula la presión básica de viento en el tanque, lo cual se calcula multiplicando por el factor de viento calculado anteriormente.

Presión básica de viento en el tanque. (P_w)

$$\begin{aligned}P_w &= W_F * 3.44 \text{ lb/ft}^2 \\P_w &= 0.38 \text{ lb/ft}^2\end{aligned} \tag{54}$$

Área proyectada del techo A_r 55.5 ft²

Área proyectada del cuerpo A_s 744 ft²

Área del tanque A 780 ft²

Fuerza total de viento en el tanque.

$$\begin{aligned}F_w &= P_w * A_r + P_w * A_s \\F_w &= 0,38 \text{ lb/ft}^2 * (60 \text{ ft}^2 + 720 \text{ ft}^2)\end{aligned} \tag{55}$$

$$F_w = 88.83 \text{ lb}$$

Una vez obtenida la fuerza total producida por el viento se procede al cálculo de las fuerzas que se producen tanto al techo como al cilindro, como manifiesta API 650-5.2.1-k. De la ecuación 40y 41 se tiene:

Dónde:

V Velocidad del viento (mph)

- Presión de viento en el cilindro

$$P_{ws} = (18 \text{ lb/ft}^2) * \left(\frac{V}{120}\right)^2$$

$$P_{ws} = (18 \text{ lb/ft}^2) * \left(\frac{40}{120}\right)^2 = 2 \text{ lb/ft}^2$$

- Presión de viento en el techo

$$P_{wr} = (30 \text{ lb/ft}^2) * \left(\frac{V}{120}\right)^2$$

$$P_{wr} = (30 \text{ lb/ft}^2) * \left(\frac{40}{120}\right)^2 = 3.33 \text{ lb/ft}^2$$

La presión mayor de diseño por viento, no tiene que sobrepasar de 1,6 veces la presión determinada P_i , determinado en el ítem 5.2.1.c de la norma API 650, que es 2,5 lbf/ft².(API-650, 2013).

$$P_v2 < 1,6 * P_i \tag{56}$$

$$3,33 < 1,6 * 2,5$$

$$3,33 < 4$$

Mediante esto se concreta que el diseño del tanque y las condiciones externas bajo las cuales estará operando, son seguras dando mucha garantía de servicio.

- Fuerza de viento en el techo

$$F_s = P_{ws} * A_s \quad (57)$$

$$F_s = 2 * 744$$

$$F_r = 1488 \text{ lb}$$

- Fuerza de viento en el cilindro

$$F_r = P_{wr} * A_r \quad (58)$$

$$F_r = 3.33 * 55.5 = 184.9 \text{ lb}$$

Momento del tanque, de la ecuación 34

$$M_w = (F_r * L_r + F_s * L_s)$$

Dónde:

L_r Altura desde el fondo hasta el techo.

L_s Altura desde el fondo hasta el centro del cuerpo.

$$L_r = 25.2 \text{ ft}$$

$$L_s = 12 \text{ ft}$$

$$M_w = (F_r * L_r + F_s * L_s)$$

$$M_w = (184.9 \text{ lb} * 25.2 \text{ ft} + 1488 \text{ lb} * 12 \text{ ft})$$

$$M_w = 22515.16 \text{ (lb} \cdot \text{ft)}$$

M_{ws}= Momento de vuelco sobre la junta fondo–cuerpo

$$M_{ws} = (F_s * L_s) \quad (59)$$

$$M_{ws} = (1488 \text{ lb} * 12 \text{ ft})$$

$$M_{ws} = (17856 \text{ lb} \cdot \text{ft})$$

M_{pi} Momento sobre la junta fondo-cuerpo por presión interna. (Ecuación 33)

$$M_{pi} = \left(\frac{1}{4} * \pi * D^2 * P_i \right) * \frac{1}{2} * D$$

$$M_{pi} = \left(\frac{1}{4} * \pi * (31 \text{ ft})^2 * 0 \right) * \frac{1}{2} * 32 \text{ ft}$$

$$M_{pi} = 0$$

La presión interna de diseño (Pi) se considera 0 debido a que se trata de un tanque atmosférico, este valor puede variar en el caso de que se diseñe un tanque con una presión interna mayor a la atmosférica, para el presente caso no se incluye un valor de presión.

M_{DL} = Momento sobre la junta fondo cuerpo por peso del cuerpo y techo (Ecuación 35)

$$W_{DL} = 32064.43 \text{ lb}$$

$$M_{DL} = 0.5 * D * W_{DL}$$

$$M_{DL} = 0.5 * 31 \text{ ft} * 32064.43 \text{ lb}$$

$$M_{DL} = 496998.7 \text{ ft lb}$$

M_{DLR} = Momento sobre la junta fondo cuerpo por peso del techo y cualquier peso estructural (Ecuación 36)

$$W_{DLR} = 8179.83 \text{ lb}$$

$$M_{DLR} = 0.5 * D * W_{DLR}$$

$$M_{DLR} = 0.5 * 31 \text{ ft} * 8179.83 \text{ lb}$$

$$M_{DLR} = 126787.37 \text{ lbf} - \text{ft}$$

M_F = Momento sobre la junta fondo cuerpo debido al peso del líquido almacenado (Ecuación 37)

Dónde

H Altura de diseño del líquido (ft)

Fby Es el mínimo esfuerzo de fluencia para el fondo del cuerpo (lb/ft²)

tb Es el espesor de las placas del fondo del tanque.(in)

Datos

$$t_b = 0.375 \text{ in}$$

$$F_{by} = 36259.6 \text{ psi}$$

$$H = 22.31 \text{ ft}$$

WIPeso del líquido por anillo (N/m) (ecuación 38)

$$Wl = 4.67 * t_b * \sqrt{F_{by} * H}$$

$$Wl = 4.67 * 0.375 \text{ in} * \sqrt{36259.6 \text{ psi} * 22.31 \text{ ft}}$$

$$Wl = 1575.105 \text{ lb/ft}$$

$$Wl = 22981.75 \text{ N/m}$$

De la ecuación 37

$$M_F = \left(\frac{Wl * \pi * D}{1000} \right) * \frac{D}{2}$$

$$M_F = \left(\frac{22981.75 \text{ N/m} * \pi * 9448.8 \text{ mm}}{1000} \right) * \frac{9448.8 \text{ mm}}{2}$$

$$M_F = 10675579.19 \text{ N mm}$$

$$M_F = 7800.5 \text{ lbf - ft}$$

Ahora se procederá a comprobar las tres condiciones que debe cumplir para que el tanque este auto anclado. De las ecuaciones 30, 31 y 32

Condición 1

$$0.6 M_w + M_{pi} < \frac{M_{DL}}{1.5} + M_{DLR}$$

$$0.6 * 22515.16 \text{ lb.ft} + 0 \text{ lb.ft} < \frac{496998.7 \text{ ft lb}}{1.5} + 126787.37 \text{ lb.ft}$$

$$13509.10 \text{ lb.ft} < 458119.8 \text{ lb.ft}$$

Condición 2

$$M_w + F_p(M_{pi}) < \frac{(M_{DL} + M_F)}{2} + M_{DLR}$$

$$22515.16 \text{ lb.ft} + 0.4 < \frac{(496998.7 \text{ ft lb} + 7800.5 \text{ lbf - ft})}{2} + 126787.37 \text{ lb.ft}$$

$$22515.16 \text{ lb} - \text{ft} < 379816.9$$

Condición 3

$$M_{WS} + Fp(M_{pi}) < \frac{(M_{DL})}{1.5} + M_{DLR}$$

$$17856 \text{ lb.ft} + 0.4 * (o \text{ lb.ft}) < \frac{(496998.7 \text{ ft lb})}{1.5} + 126787.37 \text{ lb.ft}$$

$$17856 \text{ lb.ft} < 458119.8 \text{ lb.ft}$$

Una vez calculada las tres condiciones se puede decir que el tanque es auto anclado y no necesita ser anclado mecánicamente.

3.11 Cálculo de diseño por carga de sismo

- *Momento de volteo del tanque*

El momento de volteo por sismo se determina mediante la siguiente ecuación, efectuando los cálculos respecto a la base del tanque. (API 650, 2013)

De la ecuación 3

$$M_{rw} = \sqrt{[A_i(W_i X_i + W_s X_s + W_r X_r)]^2 + [A_c(W_c X_c)]^2}$$

Para el cálculo del momento del volteo por sismo se procede a obtener los siguientes datos complementarios.

- *Peso efectivo del producto*

Los pesos efectivos W_i y W_c se determinarán multiplicando el peso total del producto, W_p , por las relaciones W_i/W_p y W_c/W_p , respectivamente, ecuaciones 14-15-16.

W_p Peso total del líquido contenido en el tanque (lb)

Cuando D/H es menor que 1.333, el peso impulsivo eficaz se define en la ecuación 15

$$\frac{D}{H} = \frac{31}{24} = 1.292 < 1.333$$

$$W_i = \left[1.0 - 0.218 \frac{D}{H} \right] * W_p$$

$$W_i = \left[1.0 - 0.218 \frac{31 \text{ ft}}{24 \text{ ft}} \right] * 1051396.92 \text{ lb}$$

$$W_i = 755341.07 \text{ lb}$$

El peso de convección eficaz se define en la ecuación 16

$$W_c = 0.23 \left(\frac{D}{H} \right) \tanh \left(\frac{3.67H}{D} \right) * W_p$$

$$W_c = 0.23 \left(\frac{31 \text{ ft}}{24 \text{ ft}} \right) \tanh \left(\frac{3.67 * 24 \text{ ft}}{31 \text{ ft}} \right) * 1051396.92 \text{ lb}$$

$$W_c = 310232.75 \text{ lb}$$

- Periodo convectivo de la ola

El periodo convectivo se calcula por el procedimiento gráfico mediante la siguiente ecuación 5

$$K_s = \frac{0.578}{\sqrt{\tanh \left(\frac{3.68 H}{D} \right)}}$$

Dónde

D Diámetro nominal del tanque en ft

Ks Coeficiente del periodo (oleaje)

$$K_s = \frac{0.578}{\sqrt{\tanh \left(\frac{3.68 * 24}{31} \right)}}$$

$$K_s = 0.5799$$

De la ecuación 4

$$T_c = 1.8 * K_s \sqrt{D}$$

$$T_c = 1.8 * 0.5799 * \sqrt{31}$$

$$T_c = 5.812$$

- Aceleración espectral impulsiva, A_i

Datos

$$Q=1$$

$$F_a=1.2 \text{ (Tabla 9)}$$

$$S_s=58\%g \text{ (Tabla 9)}$$

$$I=1.25$$

$$R_{wi} = 3.5 \text{ (Tabla 11)}$$

$$S_{DS} = Q * F_a * S_s$$

$$S_{DS} = 1 * 1.2 * 58\%g = 69.6g\%$$

De la ecuación (7)

$$A_i = S_{DS} \left(\frac{I}{R_{wi}} \right) = 2.5 Q F_a S_o \left(\frac{I}{R_{wi}} \right)$$

$$A_i = S_{DS} \left(\frac{I}{R_{wi}} \right)$$

$$A_i = 0.69 \left(\frac{1.25}{3.5} \right)$$

$$A_i = 0.25 > 0.007$$

Por lo tanto si cumple el requerimiento de A_i

- Aceleración espectral convectiva, A_c .

Una vez obtenida el periodo convectivo se compara con el periodo, lo cual permite obtener el resultado de A_c . Los parámetros utilizados en la siguiente formula se dan a conocer su descripción en el capítulo anterior.

Como $T_C \leq T_L$ se usa la fórmula9

Dónde

$$K=1.5$$

$$T_c=3.229$$

$$R_{wc}=2 \text{ (Tabla 11)}$$

$$A_i=0.25$$

De la ecuación 9, se tiene

$$S_{D1} = Q * F_v * S_1$$

$$S_{D1} = 0,44$$

$$A_c = K * S_{D1} \left(\frac{1}{T_c} \right) \left(\frac{I}{R_{wc}} \right) \leq A_i$$

$$A_c = 1.5 * 0.44 \left(\frac{1}{5.812} \right) \left(\frac{1.25}{2} \right) \leq 0.17$$

$$A_c = 0.0702 < A_i = 0.25$$

- Fuerza de corte en la base

Dónde

$$A_i = 0.25$$

$$W_s = 23884.6 \text{ lb}$$

$$W_r = 8179.83 \text{ lb}$$

$$W_f = 11396.5 \text{ lb}$$

$$W_i = 759105.5 \text{ lb}$$

De la ecuación 18

$$V_i = A_i (W_s + W_r + W_f + W_i)$$

$$V_i = 0.25 * (23884.6 \text{ lb} + 8179.83 \text{ lb} + 11396.5 \text{ lb} + 759105.5 \text{ lb})$$

$$V_i = 199495.08 \text{ lb}$$

$$A_c = 0.044$$

$$W_c = 311899.6 \text{ lb}$$

De la ecuación 19

$$V_c = A_c W_c$$

$$V_c = 0.044 * 311899.6 \text{ lb}$$

$$V_c = 13935.7 \text{ lb}$$

De la ecuación 17

$$V = \sqrt{Vi^2 + Vc^2}$$

$$V = \sqrt{(199495.08 \text{ lb})^2 + 1(3935.7 \text{ lb})^2}$$

$$V = 137911.38 \text{ lb}$$

- Centro de acción para las fuerzas laterales efectivas

Cuando D / H es menor o igual a 1.3333, Xi está determinada por la ecuación 12

$$Xi = \left[0.5 - 0.094 \frac{D}{H} \right] * H$$

$$Xi = [0.5 - 0.094 * 1.29] * 24 \text{ ft}$$

$$Xi = 9.09 \text{ ft}$$

La altura Xc se determina por la ecuación 13

$$Xc = \left[1.0 - \frac{\cosh\left(\frac{3.67H}{D}\right) - 1}{\frac{3.67H}{D} \sinh\left(\frac{3.67H}{D}\right)} \right] H$$

$$Xc = \left[1.0 - \frac{\cosh\left(\frac{3.67*24ft}{31ft}\right) - 1}{\frac{3.67*24ft}{31ft} \sinh\left(\frac{3.67*24ft}{31ft}\right)} \right] * 24ft$$

$$Xc = (0.64564) * 24ft$$

$$Xc = 16.5 \text{ ft}$$

Una vez obtenido todos los parámetros necesarios se procede a calcular el momento de volteo por sismo.

Datos

Ai=0.25

Ac=0.0447

Xi=9.09 ft

Xs=10.8 ft

Xr=25ft

Xc=16.5ft

Ws =23884.6 lb

Wr =8179.83 lb

Wf=11396.5 lb

Wi =759105.5 lb

$$W_c = 311899.6 \text{ lb}$$

De la ecuación 3

$$M_{rw} = \sqrt{[A_i(W_i X_i + W_s X_s + W_r X_r)]^2 + [A_c(W_c X_c)]^2}$$

$$M_{rw} = \sqrt{[0.25(759105.5 \text{ lb} * 9.09 \text{ ft} + 23884.6 \text{ lb} * 10.8 \text{ ft} + 8179.83 \text{ lb} * 25 \text{ ft})]^2 + [0.0447(311899.6 \text{ lb} * 16.5 \text{ ft})]^2}$$

$$M_{rw} = 3808875.98 \text{ ft} - \text{lb}$$

3.12 Diseño de la resistencia al volteo por sismo

Antes de verificar la estabilidad por sismo es importante asegurar que el ancho de la plancha anular sea la correcta. Para el espesor de la plancha anular (t_a) que está ubicada bajo el cuerpo del tanque para esto se recurre a la fórmula 23.

Dónde:

t_a Espesor de la plancha anular

F_y Esfuerzo a la fluencia de la plancha anular

G_e Gravedad específica efectiva, incluye coeficiente de efecto sísmico

$$L = 0.216 * t_a * \sqrt{\frac{F_y}{H * G_e}} \quad L \leq 0.035 * D$$

$$L = 0.216 * 0.10 * \sqrt{\frac{36000 \text{ psi}}{22.31 \text{ ft} * 0.71}} \quad L \leq 0.035 * D$$

$$L = 0.8451 \leq 0.035 * D$$

$$L = 0.8451 \leq 0.035 * 31$$

$$L = 0.8451 \leq 1.085$$

Mediante el resultado lo cual si cumple con el requerimiento se procede a calcular el diseño de anclaje.

3.12.1 *Diseño de anclaje.* La relación de anclaje viene dada por la ecuación 20

$$J = \frac{M_{rw}}{D^2 [W_t * (1 - 0.4 A_v) + W_a - 0.4 W_{int}]}$$

Datos:

$$Mrw=1289894.6 \text{ lb-ft}$$

$$Wint=45500 \text{ lb}$$

$$Ws=23884.6 \text{ lb}$$

$$D=31 \text{ ft}$$

$$Av= 0.7$$

- Peso del cuerpo del tanque y el techo soportado en el cuerpo, ecuación 21

$$Wt = \frac{Ws}{\pi * D} + Wrs$$
$$Wt = \frac{23884.6 \text{ lb}}{\pi * 31 \text{ ft}} + 4907.9$$
$$Wt = 5153.15 \text{ lb}$$

- Fuerza de resistencia del anillo, ecuación 22

$$Wa = 7.9 * ta * \sqrt{Sy * H * Ge} \leq 1.28 * H * D * Ge$$
$$Wa = 7.9 * 0.10 \text{ in} * \sqrt{36000 \text{ psi} * 22.31 * 0.7} \leq 1.28 * H * D * Ge$$
$$Wa = 592.348 \text{ lb/ft} \leq 1.28 * H * D * Ge$$

Si cumple con el requerimiento

$$Wa = 616,28 \leq 637.39$$

- Relación de anclaje

$$J = \frac{Mrw}{D^2[Wt * (1 - 0.4Av) + Wa - 0.4 Wint]}$$
$$J = \frac{1289894.60 \text{ ft} - \text{lb}}{31^2 \text{ ft}^2 \left[5153.15 \text{ lb} * (1 - 0.4 * 0.7) + 592.3 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} - 0.4 * 8534 \text{ lb} \right]}$$
$$J = 1,06$$

Una vez obtenido la relación de anclaje J se comprueba que el tanque es auto anclado, ya que el valor calculado se encuentra dentro del rango de; $(0.785 < J < 1.54)$ por lo tanto cumple con la condición de no ser anclado mecánicamente, ver tabla 13.

3.12.2 Cálculo de compresión del cuerpo. El máximo esfuerzo de compresión para el cuerpo del tanque en el fondo para que pueda ser anclado mecánicamente en determinado por la ecuación 24

$$\sigma_c = \left(\frac{W_t(1 + 0,4 * A_v) + W_a}{0,67 - 0,18667(J)^2} - W_a \right) * \frac{1}{12 * t_s}$$

Dónde:

$$W_t = 5153.15 \text{ lb}$$

$$A_v = 0.7$$

$$M_{rw} = 1289894.60 \text{ lb-ft}$$

$$t_s = 0.25 \text{ in}$$

$$\sigma_c = \left(\frac{5153.15(1 + 0,4 * 0.7) + 616,28}{0,67 - 0,18667(1.03)^2} - 616,28 \right) * \frac{1}{12 * 0.25}$$

$$\sigma_c = 5054,96 \text{ lb/in}^2$$

Para el cálculo, el máximo esfuerzo de compresión tiene que ser menor que el esfuerzo permisible F_c , la cual es determinado por la siguiente expresión. De la ecuación 26, se verifica que:

$$\frac{G * H * D^2}{t^2} < 1000000$$

$$\frac{0.72 * 22.31 \text{ ft} * (31 \text{ ft})^2}{(0.25 \text{ in})^2} < 1000000$$

$$246987.76 < 1000000$$

Por lo tanto si cumple la condición. Se calcula F_c de la siguiente expresión

$$F_c = \frac{10^6 * t_s}{2.5 * D} + 600 * \sqrt{G * H}$$

$$F_c = \frac{10^6 * 0.25}{2.5 * 31} + 600 * \sqrt{0.72 * 22.31ft}$$

$$F_c = 3829,77 \text{ lb/in}^2$$

Dato

$F_{ty} = 36000 \text{ psi}$

De la ecuación 27 se procede a comprobar que el esfuerzo permisible en el cuerpo del tanque no supera el esfuerzo de fluencia en el primer anillo. (36000psi).

$$F_c < 0.5 * F_{ty} = 18000 \text{ psi}$$

Si cumple con la condición. Por lo que el tanque es estructuralmente estable

3.13 Tipo de soldadura en la construcción del tanque

Para la soldadura total del tanque se utilizan electrodos revestidos (SMAW) será seleccionados de acuerdo a la clasificación de la serie E60XX y E70XX, para trabajar en materiales con aceros de S_y de 36 a 60 Ksi. Así, mismo en la soldadura, estos elementos deberán tener un esfuerzo de tensión menor que 550 MPa (80 Ksi), tal y como indica la norma. En el material base el esfuerzo no debe ser mayor que $0,60 * S_y$ en tensión. (McCormac, 2002)

3.13.1 *Diseño de juntas soldadas.* La AWS presenta diseños para soldadura con un tipo de junta para la construcción del tanque lo cual debe cumplir con criterios dados por la norma.

El tipo de junta para el cuerpo y del techo del tanque será con soldadura a tope, doble lado y de profundidad completa, ver figura 43.

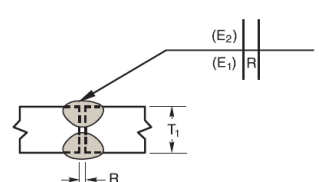
Tabla 38. Características de esfuerzo según el tipo de soldadura y resistencia requerida.

Símbolos para tipos de unión	Procesos de Soldadura
B- Unión a tope	SMAW- Soldadura al arco con metal protegido
C- Unión de esquina	GMAW- Soldadura al arco con gas con metal
T- Unión en T	FCAW- Soldadura al arco con fundente en el

	núcleo del metal
BC-Unión a tope o de maquina	SAW-Soldadura por arco sumergido
TC-Unión en T o de esquina	
BTC-Unión a tope , en T, o de esquina	
Símbolos para el espesor del metal base y penetración	Posiciones de Soldadura
P-(PJP) Penetración parcial de la unión	F-Plana
L-Espesor limitado para (CJP) Penetración completa de la unión	H-Horizontal
U- Espesor limitado para (CJP) Penetración completa de la unión	V-Vertical
	OH-Sobre Cabeza
Símbolos para tipo de soldadura	Dimensiones
1=Soldadura de ranura cuadrada	R=Abertura de raíz
2= Soldadura de ranura simple en V	$\alpha, \beta = \text{Angulo de ranura}$
3= Soldadura de ranura doble en V	f=Superficie de raíz
4= Soldadura de ranura con bisel simple	r= Radio de ranura en J o en U
5= Soldadura de ranura con bisel doble	S,S1,S2=Soldadura de la ranura de penetración parcial Profundidad de ranura
6= Soldadura de ranura simple en U	E,E1,E2=Soldadura de la ranura de penetración parcial
7= Soldadura de ranura doble en U	Tamaños correspondientes a S,S1,S2 respectivamente
8=Soldadura de ranura simple en J	
9=Soldadura de ranura doble en J	
10= Soldadura de ranura biselada y enflachada	
Símbolos para procesos de soldadura si no son SMAW	Designación de uniones Las letras minúsculas , por ejemplo a,b,c.etc se usan para diferenciar entre las uniones , que de otro modo tendría la misma designación de unión
S-SAW -Soldadura por arco sumergido	
G-GMAW- Soldadura al arco con metal con gas	
F-FCAW- Soldadura al arco con fundente en el núcleo del metal	

Fuente: Jack.McCormac.*Diseño de estructuras de acero.*

Figura 43. Tipo de soldadura ranurada de penetración completa

Soldadura de ranura cuadrada (1)									
Unión a tope (B)									
									
E1+E2 no deben exceder $\frac{3T1}{4}$									
Proceso de soldadura	Designación de la unión	Base del metal base (U=ilimitao)		Penetración de la ranura			Posición de soldaduras permitidas	Tamaño total de la soldadura E1+E2	Notas
		T1	T2	Abertura de la raíz	Tolerancias				
					Según detalle (ver 3.12.3)	Según tal como quede (ver 3.12.3)			
SMAW	B-P1b	1/4 max	-	$R = \frac{T1}{2}$	+ 1/16,-0	± 1/16	Todos	$R = \frac{3T1}{4}$	5

Fuente: AWS D1.American Welding Society.

El diseño de junta para la conformación del piso del tanque será con soldadura de filete en base a las recomendaciones de la norma API 650. Adicionalmente se considera la nomenclatura estandarizada para la identificación de juntas precalificadas.

Tabla 39.Simbología y posiciones para juntas.

Símbolos para tipos de unión	Procesos de Soldadura
B- Unión a tope	SMAW- Soldadura al arco con metal protegido
C- Unión de esquina	GMAW-Soldadura al arco con gas con metal
T-Unión en T	FCAW-Soldadura al arco con fundente en el núcleo del metal
BC-Unión a tope o de maquina	SAW-Soldadura por arco sumergido
Símbolos para el espesor del metal base y penetración	Posiciones de Soldadura
P-(PJP) Penetración parcial de la unión	F-Plana
L-Espesor limitado para (CJP) Penetración completa de la unión	H-Horizontal
U- Espesor limitado para (CJP) Penetración completa de la unión	V-Vertical
	OH-Sobre Cabeza
Símbolos para tipo de soldadura	Dimensiones
1=Soldadura de ranura cuadrada	R=Abertura de raíz
2= Soldadura de ranura simple en V	$\alpha, \beta = \text{Angulo de ranura}$
3= Soldadura de ranura doble en V	f =Superficie de raíz
4= Soldadura de ranura con bisel simple	r= Radio de ranura en J o en U
5= Soldadura de ranura con bisel doble	S,S1,S2=Soldadura de la ranura de penetración parcial Profundidad de ranura
6= Soldadura de ranura simple en U	E,E1,E2=Soldadura de la ranura de penetración parcial

Fuente: AWS D1.American welding society.

3.14Tipo de soldaduras para la construcción del tanque

3.14.1Soldadura vertical. Paraeste tipo de soldadura se considera una junta vertical sencilla con profundidad completa, ver figura 44.

Figura 44.Junta vertical a tope.



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

En este tipo de soldadura para el cálculo de volumen que se requiere de material se considerara, un área rectangular la cual será el lugar de depósito de la soldadura, dando las siguientes dimensiones:

$$\text{Área de la junta de soldadura vertical} = 4,76 * 6,35 \text{ mm}^2 = 30,23 \text{ mm}^2 = 0,00003023 \text{ m}^2$$

Se toma en cuenta que en cada anillo se tendrán 3 juntas verticales de una longitud de 2,44m, teniendo un total de 21,96 m de longitud de cordón de soldadura. Ahora se tiene el volumen requerido de material para las juntas verticales Vv es:

$$V_v = (21,96 * 0,00003023) \text{ m}^3$$

$$V_v = 0,000664 \text{ m}^3 .$$

3.14.2 Soldaduras horizontales. Para juntas horizontales se considera una junta horizontal a tope y profundidad completa, ver figura 45.

Figura. 45. Junta horizontal a tope



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para el cálculo se considera las siguientes dimensiones. De la misma forma que se consideró el área para la junta vertical se calcula la cantidad de soldadura depositada para la junta horizontal de la siguiente manera. Área de la soldadura para la junta horizontal = $4,76 * 6,35 \text{ mm}^2 = 0,00003023 \text{ m}^2$.

Se toma en cuenta que se tendrá 4 soldaduras perimetrales para la construcción del tanque, se obtiene un total de 118,75 m de longitud de cordón de soldadura. Para el volumen requerido de material para las juntas horizontales se calcula de esta forma.

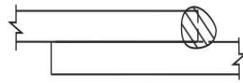
$$V_h = 118,75 * 0,00003023 \text{ m}^3$$

$$V_h = 0,00359 \text{ m}^3$$

3.14.3 Soldaduras planas. Para este tipo de juntas se debe considerar una junta traslapada sin bisel, ver figura 46. Para el cálculo de la soldadura plana se considera un triángulo isósceles de 9 mm de longitud por lado equivalentes al espesor de la plancha.

Por lo que el área del diseño para la junta es $40,5 \text{ mm}^2$.

Figura 46. Junta plana de filete traslapada.



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Se debe tomar en cuenta que se tiene 2 juntas perimetrales para la respectiva soldadura entre el piso y el primer anillo además la soldadura de las planchas del fondo del tanque, más las soldaduras que se realizara en el techo del tanque, en total se obtiene una longitud igual a 168,26 m.

Por lo tanto el volumen que se utilizara de material para las juntas planas es:

$$V_p = 168,26 * 0,0000405 \text{ m}^3$$

$$V_p = 0,00681 \text{ m}^3$$

Una vez obtenido estos valores para cada una de las juntas y posición de soldadura se procede al cálculo de encontrar el volumen total de la soldadura

$$V_T = \text{Volumen total}$$

$$V_T = V_v + V_h + V_p$$

$$V_T = 0,000664 \text{ m}^3 + 0,00359 \text{ m}^3 + 0,00681 \text{ m}^3$$

$$V_T = 0,01106 \text{ m}^3$$

Además se debe tomar en cuenta la densidad de los electrodos que es de 7850 kg/m^3 . Se obtiene un peso teórico de 86,76 kg. Una de los procesos de soldadura SMAW tiene una eficiencia del 70 al 75% en la deposición de electrodos, lo cual se tiene un peso de 115

kg de electrodos, con un equivalente a 6 cajas de 20 kg de electrodos que se encuentra en el mercado nacional(CIMEPI, 2008).

3.15 Validación de datos mediante el software TANK¹

3.15.1 Acerca del software. El programa Tankes un paquete de herramientas diseñado para analizar cada componente del tanque, pero toda la información acerca de un tanque de almacenamiento en particular deberá ingresarse antes de que el programa realice sus cálculos para darle los resultados finales.

En resumen, trata los tanques de almacenamiento como una estructura completa, y después le da los resultados por cada uno de los componentes. Si existen errores o problemas con el diseño, estos también son reportados. Si hay graves (fatales) errores, Tankno realizará un trabajo de cálculo, y reportará un error fatal que el usuario deberá reparar antes de que el programa realice el análisis.

El objetivo será en examinar los tanques por los componentes que lo integran. En otras palabras, se estudiara el cascarón, el techo, el fondo (o piso) y otros componentes necesarios para mantener la integridad del tanque bajo condiciones de viento y zonas propensas a sismos.

3.15.2 Alcance y limitaciones del código. Tanto el código API 650 como el programa Tank tienen limitaciones. Por ejemplo, puede haber deslizamiento de las tuberías de conexión que introducen esfuerzos locales en el cascarón.

Puede haber estructuras especiales de acceso que se conectan al tanque, tales como pasillos y escaleras de diseño especial. Por lo tanto, el ingeniero podría tener que usar otros métodos de análisis. Por ejemplo, en el caso de deslizamiento de tubos y momentos, el usuario puede tener acceso a softwares suministrados por INTERGRAPH, como PVEliteo CodeCalc. Con este software, es posible evaluar y hacer los suministros para tuberías de carga usando WRC1074, o PD 55005 Apéndice G.

Sin embargo, si el usuario necesita un método rápido de clasificación y existencia de tanques, o el diseño de un nuevo tanque, el software de Tanklo realizará rápidamente

con un informe de diseño que puede ser guardado y modificado en el futuro, de ser necesario.

3.15.3 Análisis mediante Tank. Una vez que se ha dado información sobre Tank, se procede a analizar las entradas de datos y los cálculos que realiza el Software Tank. Al igual que el diseño manual se necesita datos para ingresar al programa, además proceder a calcular y comparar datos, que ese es el objetivo de la presente tesis.

Para el análisis se dividirá en cinco partes fundamentales como son:

- Cálculo de espesores para techo y fondo. (Piso)
- Cálculo de anillos
- Altura equivalente para el líquido de almacenamiento
- Análisis de diseño por viento
- Análisis de diseño por sismo

Datos importantes que se necesita para ejecutar el programa Tank

Material: A-36

Existen 3 anillos de envolvente de 8 pies de ancho, organizados así:

Anillo (de abajo)	Espesor	Altura
1	0.199 pulg.	8 pies
2	0.171 pulg.	8 pies
3	0.143 pulg.	8 pies

A continuación utilizando el programa Tank 2012, sus datos de entrada se debe observar de la siguiente manera:

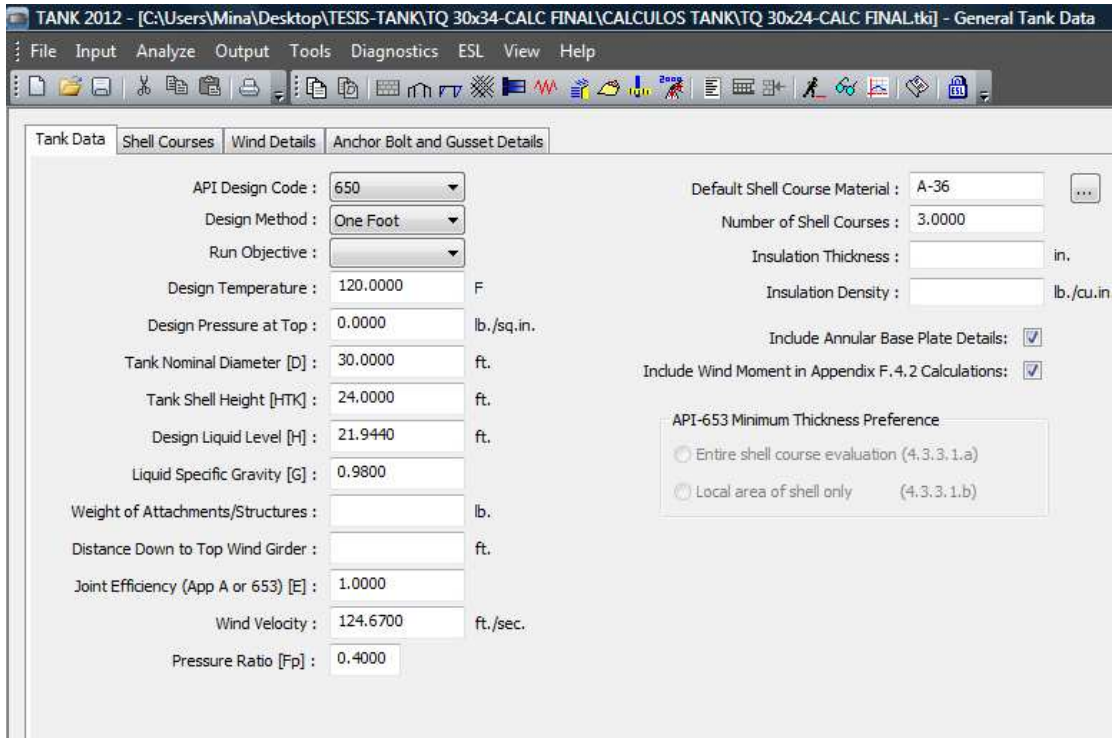
Los resultados de entrada para el cascarón o cuerpo deben verse de la siguiente manera:

The screenshot shows the TANK 2012 software interface with a table of tank data. The table has columns for Height (ft.), Thickness (in.), Corrosion Allowance (in.), Material (right-click for menu), Design Stress (lb./sq.in.), Hydro Test Stress (lb./sq.in.), and five SSD (Stress Design) columns (SSD1 to SSD5) in lb./sq.in. The data rows show three tank sections, all with a height of 8.0000 ft., thickness of 0.2500 in., corrosion allowance of 0.0625 in., and material A-36. Design stress is 23200.0 lb./sq.in. and hydro test stress is 24900.0 lb./sq.in. for all sections.

	Height (ft.)	Thickness (in.)	Corrosion Allowance (in.)	Material (right-click for menu)	Design Stress (lb./sq.in.)	Hydro Test Stress (lb./sq.in.)	SSD1 (lb./sq.in.)	SSD2 (lb./sq.in.)	SSD3 (lb./sq.in.)	SSD4 (lb./sq.in.)	SSD5 (lb./sq.in.)
1	8.0000	0.2500	0.0625	A-36	23200.0	24900.0					
2	8.0000	0.2500	0.0625	A-36	23200.0	24900.0					
3	8.0000	0.2500	0.0625	A-36	23200.0	24900.0					

Fuente: Colaboración Ing. Mina Natchova

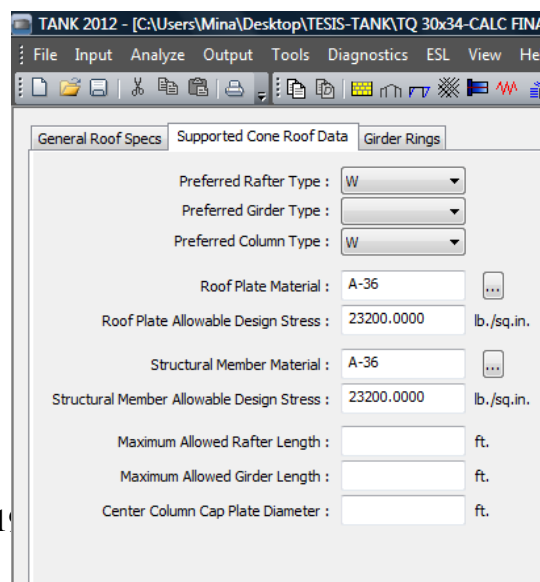
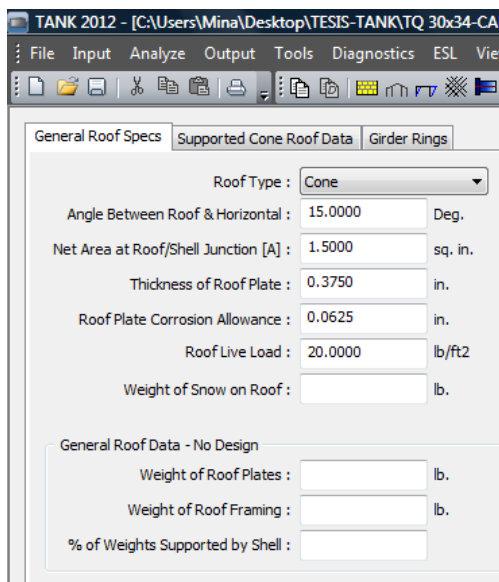
Datos de entrada según TANK 2012.



Fuente: Colaboración Ing. Mina Natchova

De igual manera lo que se necesita saber, es ingresar detalles del techo, además el techo tiene solamente tres parámetros para ingresar. Se debe tomar muy en cuenta en observar las características del material, y el tipo de material que brinda en la interface.

La pantalla de Roof (techo) deberá verse así:



Fuente. Colaboración Ing. Mina Natchova

Todo lo que se necesita hacer ahora, es que Tankhaga el cálculo y dé los resultados.

Impresión de datos del programa TANK para un tanque de 3000 bbls

WIND INFORMATION

API-650 11th Edition, Addendum 3, Aug. 2011

Wind Velocity.....(ft./sec.) 124.67
 Velocity Factor.....0.50176
 Wind Pressure.....(lb./sq.in.) 0.16956
 Area exposed to wind.....(ft.^2) 780.29
 Sect 5.9.7.1 Wind moment on tank.....(ft.lb.) 0.24827E+06
 Wind shear force acting on tank.....(lb.) 19052.

MATERIAL PROPERTY INFORMATION

Course Number	Material Name (lb./sq.in.)	Design Stress (Sd) (lb./sq.in.)	Test Stress (St) (lb./sq.in.)	App M Reduction
1	A-36	23200.	24900.	1.0000
2	A-36	23200.	24900.	1.0000
3	A-36	23200.	24900.	1.0000

SHELL COURSE THICKNESS DATA - One Foot Method

Thickness Values for three cases			MIN TEMP		Status
COURSE	DESIGN (in.)	TEST (in.)	USER (in.)	(degF)	
1	0.25000	0.25000	0.25000	11.0	PASS
2	0.18750	0.18750	0.25000	11.0	PASS
3	0.18750	0.18750	0.25000	11.0	PASS

SHELL COURSE ALLOWED FLUID HEIGHTS

Fluid heights for three cases

COURSE	DESIGN (ft.)	TEST (ft.)	REQUIRED (ft.)
1	57.907	80.808	21.944

2	38.938	60.856	13.944
3	38.938	60.856	5.9440

Maximum allowed fluid height of entire tank for:

Design thickness case..... (ft.)	46.938
Test thickness case.....(ft.)	68.856
Required fluid height..... (ft.)	21.944

BASE PLATE DETAILS - SHELL WEIGHT & CENTER OF GRAVITY

Annular base plate thickness..... (in.)	0.31250
(from API-650 Table 5-1 plus corrosion)	
Annular base plate width per 5.5.2..... (in.)	28.531
(2 + ThkCrsl + max[24, (390tb / sqrt(HG))])	
Weight of Shell + Nozzles..... (lb.)	19245.
Total Weight of all Nozzles..... (lb.)	0.00000
Center of Gravity (Shell+Nozzles)..... (ft.)	11.200

WIND OVERTURNING STABILITY CHECK

wa..... (lb./in.)	49.374
Mw - moment due to wind (hor+ver) press..... (ft.lb.)	0.23764E+06
Mpi - moment due to internal pressure..... (ft.lb.)	0.00000
Mf - moment due to tank liquid..... (ft.lb.)	0.83761E+06
Mdl - moment due to shell & roof..... (ft.lb.)	0.20207E+06
Anchors not needed for Sect. 5.11	

WIND GIRDER INFORMATION

For "open top" tanks...

Required section modulus, top girder..... (in. **3)	1.0838
Table 5-20 detail, B value..... (in.)	b 0.00
Table 5-20 shape name (if applicable).....	2.5x2.5x.25
Maximum height of unstiffened shell..... (ft.)	227.42

WIND GIRDER - TRANSFORMED SECTION METHOD

Number of Intermediate Girders Reqd	0
Shell (Corroded).....(lb.)	13471.
Shell (Non-corroded) (lb.)	19245.
Annular base plate..... (lb.)	2665.
Bottom plate..... (lb.)	9223.
Roof plates..... (lb.)	11207.
Operating fluid (lb.)	947436.
Water weight..... (lb.)	966772.
Operating weight (Non-corroded) (lb.)	989775.
Test weight (Non-corroded)..... (lb.)	1009111.
Empty weight (Non-corroded) (lb.)	42339.

TANK© Intergraph CADWorx& Analysis Solutions, Inc. 2012

Ahora se verán algunos de los cálculos que se podrá comparar con el software TankSe empieza con un caculo al azar, lo cual se compara los datos para el anillo del envolvente número 2.

SHELL COURSE THICKNESS DATA - One Foot Method

COURSE	Thickness values for three cases			MIN TEMP	
	DESIGN (in.)	TEST (in.)	USER (in.)	(deg F)	Status
1	0.25000	0.25000	0.25000	11.0	PASS
2	0.18750	0.18750	0.25000	11.0	PASS
3	0.18750	0.18750	0.25000	11.0	PASS

Al observar la tabla de datos que el programa facilita, para el anillo del envolvente número 2, se obtiene el siguiente resultado.

Espesor por diseño

$$t_d = 0,171 \text{ plg}$$

Espesor por prueba hidrostática

$$t_t = 0,043 \text{ plg}$$

Ahora se va a considerar la altura máxima de líquido que la norma admitirá para el anillo de envolvente 3.

t: = 0.25 in	Espesor actual del anillo de envolvente número 3
D: = 31.0000 ft	Diámetro del tanque
G: = 0.98	Producto SG
Sd: = 23200 psi	Diseño del cascarón de esfuerzo

SHELL COURSE ALLOWED FLUID HEIGHTS

Fluid Heights for Three Cases

	COURSE	DESIGN (ft.)	TEST (ft.)	REQUIRED (ft.)
	1	57.907	80.808	21.944
2	38.938	60.856	13.944	
	3	38.938	60.856	5.9440

Ahora mediante la fórmula siguiente se calcula el espesor del techo y se compara con los datos obtenidos en Tank.

$$t = \frac{D}{400 \frac{ft}{in} * \sin(\theta)}$$

$$t = \frac{31ft}{400 \frac{ft}{in} * \sin(15^\circ)} = 0.300 in$$

TANK - Roof Design/Analysis Data

SELF-SUPPORTING CONE ROOF

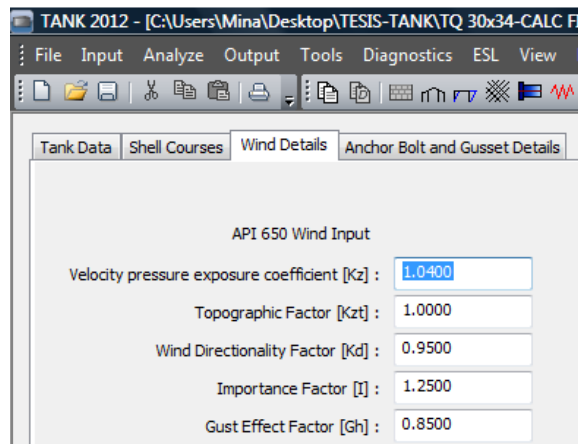
Roof thickness per 5.10.5, Cone Roof	(in):	0.35228
Total weight of Roof Plates	(lb.):	11207.
User Specified Design Roof Load	(lb./sq.in.)	0.24524
Computed Design Roof Load	(lb./sq.in.)	0.24524

- *Carga de Viento*

También hay una carga de viento actuando en el tanque de la referencias del código ASCE-7. Según como se observa el esquema de la Figura 41, se puede observar cómo actúa las cargas producidas por el viento. Si se usa la velocidad base de

viento de 120 como sugiere la norma API 650 del literal 5.9.7.1, se puede calcular la presión de viento en el tanque, la fuerza cortante y el momento de volteo como se muestra a continuación:

Así se observa los datos de entrada.



Fuente. Colaboración Ing. Mina Natchova

TANK da el siguiente informe considerando el efecto de viento y momento en el tanque como sigue:

BASE PLATE DETAILS - SHELL WEIGHT & CENTER OF GRAVITY

Annular Base Plate Thickness.....(in.)	0.31250
Annular Base Plate Width per 5.5.2.....(in.)	.28.531
Weight of Shell + Nozzles.....(lb.)	19245.
Center of Gravity (Shell+Nozzles).....(ft.)	11.200

Y, para los momentos, Tank proporciona lo siguiente

WIND OVERTURNING STABILITY CHECK

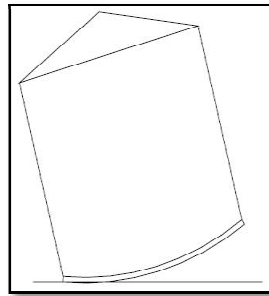
Corroded Shell Weight + %Roof – Uplift..... (lb.)	13471.
wa (lb./in.)	49.374
Mw - moment due to wind (hor+ver) press(ft.lb.)	0.23764E+06
Mpi - moment due to internal pressure(ft.lb.)	0.00000
Mf - moment due to tank liquid(ft.lb.)	0.83761E+06
Mdl - moment due to shell & roof(ft.lb.)	0.20207E+06

 Anchors not needed for Sect. 5.11

- *Efectos de presión interior en el tanque*

El Apéndice F de API 650 toma en consideración los efectos de la presión interior. Se va a considerar por un momento qué efectos tiene la presión interior en el tanque. La presión comprime las paredes del cascarón, pero más importante aún, es la presión que ejerce sobre la parte inferior del techo. Esto tiende a levantar y separar los lados del tanque de la base.

Figura 47. Movimiento del tanque debido a la presión interna



Fuente. Colaboración Ing. Mina Natchova

También la presión tiende a distorsionar la placa del piso, causando que se abulte hacia el exterior. Tome en cuenta la siguiente ilustración: Si esto fuera a sucederle al tanque, destruiría las tuberías y causaría todo tipo de daños. La manera en que API 650 supera este problema, es utilizando anclaje de pernos, lo que garantiza que el tanque permanezca firmemente unido a la base.

Tankproporciona este informe para la fuerza de levantamiento:

CONSIDERACIONES DEL APENDICE F

ROOF EVALUATIONS - Appendix F

Uplift force due to internal pressure.....(lb):	0.00000
Total weight resisting uplift	28584.

La Sección F.7 deberá ser empleada.

La fuerza de levantamiento es simplemente las veces de la presión interior del diseño en el área transversal del tanque, así:

P= 1 psi Diseño de presión interior

D=31 ft Diámetro del tanque:

D=480.0000 in

Área transversal del tanque

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

$$A = \frac{\pi * (372 \text{ in})^2}{4}$$

$$A = 108686.54 \text{ in}^2$$

Fuerza de levantamiento en la parte inferior del techo:

$$F = P * A$$

$$F = 1 \text{ psi} * 108686.54$$

$$F = 108686.54 \text{ lbf}$$

Required Compression Areas, Roof/Shell Junction

Area as per Section F.5	(in ²):	0.00000
Area as per Section 5.10.5, Cone Roof.....	(in ²):	0.25564

FRANGIBLE ROOF-TO-SHELL JUNCTION AREA LIMIT

Area as per Section 5.10.2.6	(in. ²):	0.31752
------------------------------------	----------------------	---------

Tank es un software que está diseñado para calcular dimensiones importantes ya sea mediante la Norma 650 o 653, lo cual cuyos parámetros importantes de cálculo son; espesores momento de volteo por viento, sismo, y presión interna

Una vez comparado algunos cálculos mediante el programa Tank se debe tomar en cuenta que algunos resultados no son exactos ya que al momento de ingresar los datos sismográficos estos varían. Lo cual se ingresó coeficientes aproximados, ya que en nuestro país no existen datos sismográficos.

CAPÍTULO IV

4. REQUISITOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO DE 3.000 BBLs.

Este capítulo tiene por objetivo describir los procedimientos básicos que se deben considerar para la construcción de un tanque de almacenamiento de petróleo de techo cónico auto soportado para 3000 barriles.

4.1 Seguridad que se debe tomar en cuenta antes de empezar con la construcción de tanques para almacenamiento de petróleo

- Obtener permiso para realizar trabajos industriales, como actividades correspondientes a soldadura, trabajos que implican controlar fuentes de ignición ó combustión, gases inflamables, tóxicos y nocivos.
- Información a cada obrero sobre los riesgos en el proceso de montaje y soldadura, comotambién las políticas y normas de seguridad que existen en el área de trabajo y medio ambiente.
- Exigencia de extintores necesarios según se determine por el supervisor de seguridad industrial.
- Niveles de ruido permitido durante la ejecución del trabajo se debe realizar según determine el supervisor de seguridad industrial.
- Contar con equipo de primeros auxilios.

4.2Requisitostécnicos para la construcción

Este tanque de 3000 barriles de capacidad se construirá de acuerdo con los procedimientos establecidos en la Norma API 650. Al soldar planchas de acero al carbono, se utilizara electrodos tipo E6010, E6013 y E7018; con bajo contenido de hidrogeno. Para soldar tuberías, accesorios y perfiles estructurales de acero, el electrodo será del tipo E6010, E7018o similar. Se utilizarán materiales laminados y perfiles de acero que deberán estar caracterizados bajo la norma ASTM designación: A 36.

En la soldadura se utilizan varillas lo cual, cumplirán los requerimientos de las normas técnicas como ASTM A233 ANSI/AWS A5.1. Los soldadores deben pasar una prueba la cual se realizará de acuerdo al código ASME IX en la posición 6G (generalmente empleada en campo para la calificación), en tuberías especificadas por el cliente. Para certificar a un soldador, se debe realizar mediante una empresa calificada la cual esta autorice la calidad de soldador mediante pruebas.

En todos los procedimientos de la soldadura deben estar especificados en los formatos apropiados. Se tomará como referencia el código ASME IX, API 1104 y AWS en lo que se refiere a sueldas en láminas y líneas.

4.3Recursos que se necesitan para la fabricación

Para la construcción de este diseño se debe tener en cuenta el personal adecuado, equipo y herramientas, que serán de mucha utilidad para un buen desempeño de la obra.

4.3.1 Personal

- Ingeniero mecánico.
- Ingeniero QA/QC
- Obreros
- Esmeriladores
- Operador para conducir equipo pesado
- Montador de tanques
- Guardia
- Ayudante
- Chóferes profesionales
- Bodegueros
- Soldadores calificados API
- Aplicador de chorro de arena (sandblasteador)
- Pintor

4.3.2 Equipos y maquinarias

- Equipo medidor de gases miniguard o equivalente
- Vehículo apropiado para trasladar equipos con capacidad 2T
- Soldadora
- Equipos para realizar trabajos de oxicorte
- Camión adecuado para el trabajo
- Equipo para la pintura tipo airless
- Equipo para sandblasting tipo alimentación forzada
- Compresor con una capacidad de 350 CFM
- Máquina secadora de arena
- Bodega y control de materiales
- Bomba de tipo centrífuga para alto volumen
- Roladora con capacidad de hasta 1" de espesor.

Como también existen servicios adicionales como oficina, bodega y taller para ejecutar con mucho éxito el trabajo, así mismo contar con los servicios básicos como luz agua y teléfono.

4.4 Principales etapas de construcción para el tanque

Estas etapas constan de control administrativo de almacenaje, los procedimientos de soldadura (WPS y PQR), el montaje de láminas de piso, cuerpo y techo, montaje de accesorios (ángulos de tope, anillos de rigidez superior, manholes superiores e inferiores, escalera helicoidal).

4.5 Administración en la de recepción de bienes

Para una buena administración de bienes se debe tener en cuenta.

- Documentar la obtención de materiales para un mejor control
- Seguridad de los bienes en calidad y la cantidad
- Notificar al departamento de contabilidad cada embarque

4.6 Proceso para la recepción de material y material de soldadura

Cada material se llevará a revisar mediante el bodeguero y el encargado de control de calidad.

Observar el nombre del fabricante, designación comercial o clasificación AWS. Cada electrodo estará identificado con clasificación AWS aplicable, la cual estará colocada en el recubrimiento del electrodo tan cerca como sea posible en la práctica al extremo del alambre interior.

Al encontrarse defectos, estos serán informados al inspector de control de calidad, quien preparará un reporte de no conformidad, como:

- Ausencia de identificación individual
- Limitación de espesor del recubrimiento
- Recubrimiento dañado
- La no adherencia del revestimiento
- Excentricidad del recubrimiento en relación al eje del alma.
- Verificar manchas que indiquen contaminación
- Oxidación de materiales

4.7 Almacenamiento de electrodos y varillas

Todo material debe ser aceptado y almacenado en un lugar limpio y seco. Para evitar la humedad de los electrodos, por lo menos debe estar almacenada dos horas antes de su uso en un lugar donde proporción fuente de calor (resistencia o focos incandescentes) Además deberán estar herméticamente cerrados.

4.8 Detalles del proceso de soldadura y tipo de junta

El tipo de soldadura de arco eléctrico será con electrodo revestido (SMAW). El tipo de juntas que más se utiliza en el proceso de construcción de tanques son las de traslape en el caso de la soldadura del fondo y techo, y la junta a tope en los anillos con bisel o sin bisel dependiendo del espesor de la lámina. Para realizar la construcción de tanques por métodos de soldadura se utilizan procedimientos específicos determinados por la Norma AWS D.1.1 como son WPS y PQR en los cuales se determina las posiciones, tipo de proceso, etc.

4.8.1 Documentación para el proceso de soldadura WPS. Lo importante que debe tener este documento es:

- Información (Nombre de la compañía)
- PQR, Código (ver consideraciones técnicas y persona que realiza el WPS)
- Variables esenciales, suplementarias y no esenciales.
- Tipo de proceso para la soldadura
- Diseño para la junta
- Metal de aporte para la soldadura
- Posiciones para las soldadura
- Tipo de gas para protección
- Características eléctricas de la suelda
- Soldadura provisional.
- Detalles de soldadura en el trabajo
- Preparación del otro lado
- Precalentamiento y temperatura entre pases

4.8.2 Documento de calificación para el procedimiento PQR

En este registro deberá tener lo siguiente.

- Variables esenciales de los procesos usados en el procedimiento
- Variables suplementarias cuando se requiera la prueba de impacto
- El registro de variables no esenciales
- El registro de los resultados de los ensayos realizado

4.9 Rolado de láminas

EL rolado cuya función es formar la curva mediante las láminas de acero a su correspondiente diámetro del tanque. Muchos constructores utilizan para este trabajo su propia maquinaria (roladora) y personal con mucha experiencia.

4.10 Cimentación

El constructor de la obra realizará un anillo de hormigón armado de acuerdo a los cálculos estructurales previos realizados por el Ing. civil.

4.11 Ubicación de las láminas de fondo

Para la ubicación de las láminas de fondo lo cual va a ser soportado por un anillo de hormigón cuya área y altura (volumen de anillo) será determinada y calculada por el diseño de Ingeniería civil, calificada y aprobada por el fiscalizador. Para el tipo de junta de soldadura para el fondo es de traslape de un solo lado. El traslape será de máximo 2 in, bajo el criterio que determina la Norma API 650.

4.12 Ensamble de anillos del cuerpo para la construcción del tanque

Al realizar el montaje total del tanque mediante la constitución de anillos formados por láminas, se montarán y soldarán interna y externamente. Toda actividad en particular, deberá ser observada y cumplir las tolerancias indicadas en la norma API 650 para la verticalidad y redondez del tanque.

4.13 Montaje del ángulo de rigidez y accesorios

El montaje del ángulo de rigidez al final del tercer anillo y en la unión con el techo será soldado a filetes con cordones alternados en todo el perímetro del tanque. Todos los accesorios serán instalados de acuerdo a planos de ingeniería de detalle y especificaciones que se realicen en campo.

4.14 Limpieza y pintura en un tanque de petróleo

4.14.1 *Chorro abrasivo (sandblasting).* Según el estado inicial de la superficie tanto en el interior como el exterior del tanque se aplicará alchorreado abrasivo con arena metálica siguiendo las especificaciones dadas.

El proceso de sandblasting para el tanque será ejecutado por operadores con mucha experiencia utilizando equipos de limpieza a chorro, de alimentación forzada, y de operación continua, para procesos de pintura de altos sólidos.

En ningún momento una vez echo la limpieza mediante chorro abrasivo no se excederá de aquella área que pueda ser recubierta el mismo día; es decir, área procesada, seguidamente pintada. Se dejarán todas las áreas libres de polvo antes de la aplicación de la pintura; soplando con aire seco las áreas sandblasteadas. Una vez realizado el proceso, esto será sometido a inspección visual o mediante un rugosímetro.

4.14.2 *Breve limitaciones de pintura para el tanque.* Cada una de los procesos de pintura externa e interna será efectuada de acuerdo a las exigencias del fabricante ó con los espesores determinados por el cliente. El tiempo de vida útil de la pintura no deberá excederse más sus recomendaciones.

El fiscalizador designado debe verificar el espesor de cada una de las capas de pintura, en estado húmedo ó seco, Con un medidor de espesores lo cual debe estar perfectamente calibrado y en un buen estado para operar.

Para las áreas soldadas tanto como, filos, esquinas del techo y fondo interior del tanque, se prestara mucha atención a estas áreas. Si se detectaría averías, con el detector de fallas otorgado por el obrero después de la aplicación de la segunda capa de pintura, el estará obligado a procesar nuevamente toda el área afectada.

Bajo ningún concepto se pintará sobre las áreas sandblasteadas el día anterior; esto podrá ejecutarse cuando a la superficie a pintar se le haya aplicado nuevamente el chorreado abrasivo.

4.15 Prueba de vacío

El objetivo principal de esta prueba es determinar fallas en el fondo del tanque, lo cual esta prueba funciona mediante una cámara de vacío. Esta prueba se efectuará antes del sandblasting y pintura del fondo y techo del tanque. Para un óptimo desempeño de esta prueba es muy importante la presencia de un fiscalizador

4.16 Prueba hidrostática

Esta es una de las pruebas que se debe realizar una vez que todos los procesos de construcción del tanque se hayan desarrollado satisfactoriamente y culminado con éxito, previo a empezar el trabajo de pintura y sandblasting.

La prueba hidrostática cuyo objetivo es llenar con agua el tanque para determinar el correcto diseño de la cimentación y diseño del tanque. Como también es utilizada para detectar fallas y realizar las correcciones respectivas sobre la marcha, para obtener una prueba exitosa.

Se requerirá el suministro de una bomba hidráulica, conexiones y accesorios requeridos para esta prueba, como también tubería roscada, necesaria para llevar el agua desde la fuente hasta el tanque. Una de las recomendaciones es no usar el agua del sistema contra incendios de las instalaciones de la estación donde se realicen estos este tipo de pruebas.

CAPITULO V

5. INSPECCIÓN Y CERTIFICACIÓN DE TANQUES.

5.1 Generalidades

La inspección y certificación técnica está enfocado a la utilización de los procesos de ensayos no destructivos, los mismos que serán útiles para determinar las, variaciones geométricas, defectos de soldadura, y otros que pueden ser vistos, en donde al ser evaluados, determinan la calidad o confiabilidad del tanque. Una deformación o variación, constituye una condición de defecto que, ya sea por su ubicación, tamaño o morfología, incapacita al tanque o material a cumplir con las exigencias de diseño.

5.2 Ensayos no destructivos(MATEUS, 2007)

Como su nombre lo indica, los END son pruebas o ensayos de carácter no destructivo, que se realizan a los materiales, ya sean éstos metales, plásticos (polímeros), cerámicos o compuestos. Este tipo de pruebas, generalmente se emplea para determinar cierta característica física o química del material en cuestión.

5.2.1 Inspección visual. Este tipo de inspección es un método sencillo y económico que requiere de un personal con mucha experiencia que observe la estructura total del tanque mientras está en servicio. La ejecución de una inspección visual sobre un equipo o instalación determinada es fundamental para decidir la aplicación y éxito de otros tipos de ensayos complementarios al visual.

El objetivo es 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 tanque.

- *Ventajas de la inspección visual*
 - Poco equipamiento para la mayoría de aplicaciones
 - Requiere de un relativamente pequeño entrenamiento del personal
- *Desventajas de la inspección visual*
 - Limitado solamente a condiciones externas y superficiales.

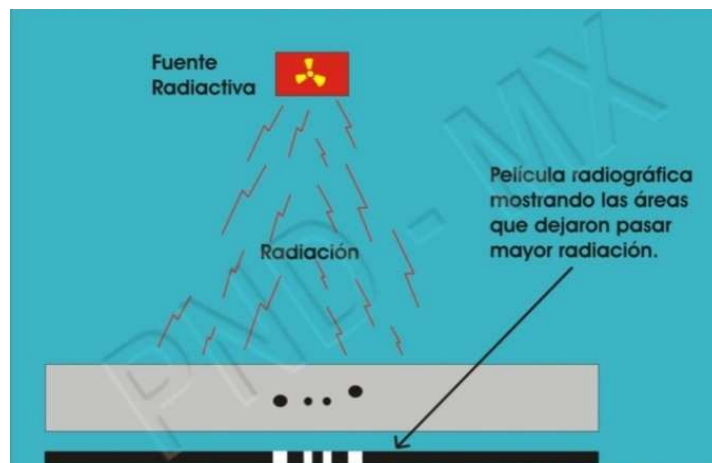
5.2.2 Radiografía industrial. Este tipo de radiografía industrial se define como un procedimiento de inspección no destructivo de tipo físico, diseñado para detectar discontinuidades macroscópicas y variaciones en la estructura interna o configuración física de un material.

Al aplicar la radiografía industrial, normalmente se obtiene una imagen de la estructura interna de una pieza, debido a que este método emplea radiación de alta energía, que es capaz de penetrar materiales sólidos, por lo que el propósito principal de este tipo de inspección es la obtención de registros permanentes para el estudio y evaluación de

discontinuidades presentes en dicho material. Por lo tanto, esta prueba es utilizada para detectar discontinuidades internas en una amplia variedad de materiales.

Durante la exposición radiográfica, la energía de los rayos X o gamma es absorbida al atravesar un material. Esta energía absorbida es proporcional a la densidad, espesor y configuración del material inspeccionado.

Figura 48. Método radiográfico



Fuente: <http://mx.geocities.com/pndmx>

La radiación ionizante que logra traspasar el objeto puede ser registrada por medio de la impresión en una placa o papel fotosensible, que posteriormente se somete a un proceso de revelado para obtener la imagen del área inspeccionada; o bien, por medio de una pantalla fluorescente o un tubo de video, para después analizar su imagen en una pantalla de televisión o grabarla en una cinta de video.

En la actualidad, dentro del campo de la industria existen dos técnicas comúnmente empleadas para la inspección radiográfica:

- Radiografía con rayos X.
- Radiografía con rayos gamma.

La gran diferencia entre estas dos técnicas es el origen de la radiación electromagnética; ya que, mientras los rayos X son generados por un alto potencial eléctrico, los rayos gamma se producen por desintegración atómica espontánea de un radioisótopo

Aunque existen arreglos especiales, diseñados para casos determinados, el equipo que se emplea con más frecuencia para la inspección radiográfica es el siguiente:

- Fuente de radiación (rayos X o rayos gamma).
- Controles de la fuente.
- Película radiográfica.
- Pantallas intensificadoras.
- Indicadores de calidad de la imagen.
- Accesorios.

- *Ventajas de la radiografía industrial*
Resultados de inspección muy buenos.
Visualización clara del interior del material.
Se logra obtener registro permanente.
Encuentra errores de fabricación
Es utilizado para diferentes materiales.

- *Desventajas de la radiografía industrial*
Poco uso en piezas de geometría complicada.
Las discontinuidades de tipo laminar no pueden ser detectadas por este método.
Para inspeccionar una pieza se debe tener acceso por ambos lados
Se debe tener, área de exposición, equipo de seguridad y un cuarto oscuro
Cumplir medidas de seguridad exigentes.
Se necesita personal con capacitación de calidad.

5.2.3 Partículas magnéticas. La inspección por partículas magnéticas es una técnica no destructiva relativamente sencilla que permite detectar discontinuidades superficiales y subsuperficiales en materiales ferromagnéticos.

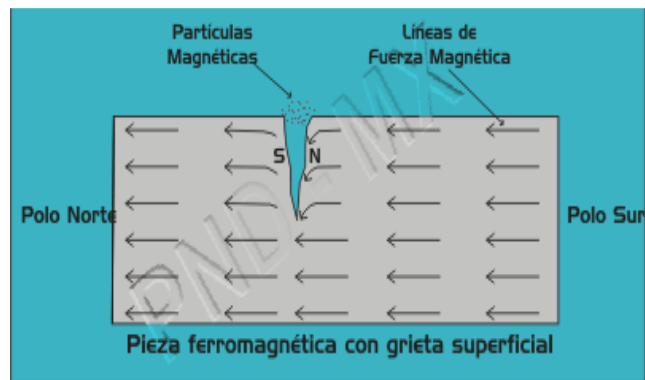
El principio del método es la formación de distorsiones del campo magnético o de polos cuando se genera o se induce un campo magnético en un material ferromagnético; es decir, cuando la pieza presenta una zona en la que existen discontinuidades perpendiculares a las líneas del campo magnético, éste se deforma o produce polos. Las

distorsiones o polos atraen a las partículas magnéticas, que fueron aplicadas en forma de polvo o suspensión en la superficie sujeta a inspección y que por acumulación producen las indicaciones que se observan visualmente de manera directa o bajo luz ultravioleta.

Antes de iniciar la inspección por partículas magnéticas, es conveniente tomar en cuenta los siguientes datos:

La planificación de éste tipo de inspecciones se inicia al conocer cuál es la condición de la superficie del material y el tipo de discontinuidad a detectar. Así mismo deben conocerse las características metalúrgicas y magnéticas del material a inspeccionar; ya que de esto dependerá el tipo de corriente, las partículas a emplear y, en caso necesario, el medio de eliminar el magnetismo residual que quede en la pieza.

Figura 49. Método de partículas magnéticas



Fuente: <http://mx.geocities.com/pndmx>

Una nota importante es que con este método sólo se puede detectar las discontinuidades perpendiculares a las líneas de fuerza del campo magnético

Si se trabaja bajo normas internacionales (Código ASME, API, AWS), las partículas a emplear deben ser de las listas de proveedores aprobados o confiables publicados por ellas.

Un caso singular es que no se debe mezclar productos de diferente casas comerciales ya que dependiendo de su coloración o granulometría puede ser que estos a la hora de mezclar ayuden a obtener datos del ensayo no confiables.

De acuerdo al tipo de magnetización, los campos inducidos son longitudinales o circulares. Además, la magnetización se genera o se induce, dependiendo de si la corriente atraviesa la pieza inspeccionada, o si ésta es colocada dentro del campo generado por un conductor adyacente.

El tipo más importante y abundante de discontinuidades detectables por este método es el de aquellas que se abren a la superficie, y estas se detectan fácilmente con partículas magnéticas de un modo más rápido que con líquidos penetrantes. La detectabilidad está dada por una relación entre el ancho y la profundidad de la fisura, esta relación debe ser menor de 1/5.

Además puede indicar la presencia de muchas discontinuidades que no se abren a la superficie. Aunque la radiografía y el ultrasonido son mejores para este propósito, muchas veces las partículas magnéticas pueden ser adecuadas para ello.

5.2.3.1 Aplicación de las partículas magnéticas. El uso de partículas secas se utiliza cuando se requiere detectar discontinuidades relativamente grandes. Las partículas en suspensión se emplean preferentemente para detectar discontinuidades muy pequeñas y cerradas.

Para una buena apreciación o contraste de fondo se emplean partículas de color oscuro (negras o azules) para piezas recién maquinadas y partículas de colores claros (grises o blancas) para piezas con superficies oscuras. Las partículas de color rojo están en un punto intermedio y fueron desarrolladas para que su observación se facilite empleando una tinta de contraste blanco; esta tinta tiene un color y consistencia parecidos al del revelador no acuoso de los PT, pero con mayor poder de adherencia. Cuando se desea una mayor sensibilidad en un método, es necesario emplear las partículas fluorescentes.

Las partículas se aplican conforme se realiza la inspección, para lo que existiendo prácticas comunes que son:

- Si se emplean partículas secas, primero se hace pasar la corriente de magnetización y al mismo tiempo se rocían las partículas.

- Si se emplean partículas en suspensión, primero se aplica la solución sobre la superficie a inspeccionar e inmediatamente se aplica la corriente de magnetización.

Se recomienda que la corriente de magnetización se mantenga durante el tiempo de aplicación de las partículas, ya que cuando el campo magnético es más intenso y permite que las partículas sean atraídas hacia cualquier distorsión o fuga de campo, para así indicar la presencia de una posible discontinuidad.

- *Ventajas de las partículas magnéticas*

Refiriéndose a la inspección por líquidos penetrantes, este método tiene las siguientes ventajas

Requiere de un menor grado de limpieza.

Generalmente es un método más rápido y económico

Puede revelar discontinuidades que no afloran a la superficie.

Tiene una mayor cantidad de alternativas.

- *Desventajas de las partículas magnéticas*

Son aplicables sólo en materiales ferromagnéticos.

No tienen gran capacidad de penetración.

El manejo del equipo en campo puede ser caro y lento.

Generalmente requieren del empleo de energía eléctrica.

Sólo detectan discontinuidades perpendiculares al campo.

La pintura afecta adversamente la sensibilidad de la inspección.

Además el método solo es útil en materiales ferromagnéticos.

5.2.4 Ultrasonido industrial. El ensayo por ultrasonido es un método no destructivo, en el cual un haz sónico de alta frecuencia (125 Khz. a 20 Mhz) es introducido en el material a ser inspeccionado con el objetivo de detectar discontinuidades internas y superficiales.

- *Ventajas del ultrasonido industrial*

Se detectan discontinuidades superficiales y subsuperficiales.

Puede delinearse claramente el tamaño de la discontinuidad

Sólo se requiere acceso por un lado del material a inspeccionar.

Tiene alta capacidad de penetración

- *Desventajas del ultrasonido industrial*

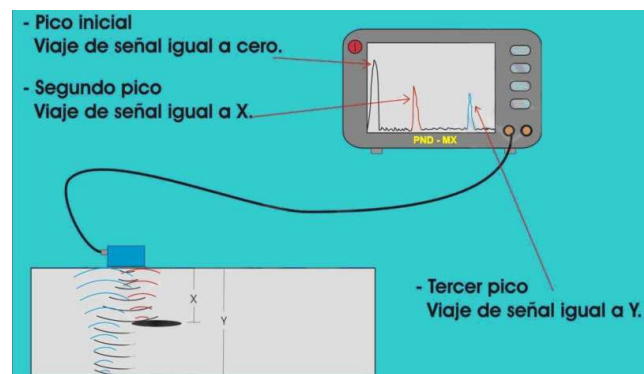
Está limitado por la geometría, estructura interna, espesor y acabado superficial

Las partes pequeñas o delgadas son difíciles de inspeccionar por este método

Equipo costoso, que depende del nivel de sensibilidad

El personal debe estar calificado. Requiere de patrones de referencia

Figura 50.Método de ultrasonido



Fuente: <http://mx.geocities.com/pndmx>

5.2.5 Tintas penetrantes. El ensayo por líquidos penetrantes es un método desarrollado especialmente para la detección de discontinuidades esencialmente superficial, y que estén abiertas a la superficie. Se presta para detectar discontinuidades como grietas y poros.

Su huso se lo realiza en materiales no magnéticos como aluminio, magnesio, aceros inoxidables austeníticos, aleaciones de titanio y zirconio, y también, materiales magnéticos.

En términos generales, esta prueba consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente a la superficie a examinar, el cual penetra en las discontinuidades del

material debido al fenómeno de capilaridad. Después de cierto tiempo, se remueve el exceso de penetrante y se aplica un revelador, el cual generalmente es un polvo blanco, que absorbe el líquido que ha penetrado en las discontinuidades y sobre la capa de revelador se delinea el contorno de ésta. Antes de iniciar la inspección mediante líquidos penetrantes, es conveniente tener en cuenta la siguiente información

Es muy importante especificar las características de las discontinuidades y el nivel de sensibilidad con que se las quiere detectar, ya que si son relativamente grandes o se quiere una sensibilidad entre baja y normal, se recomienda emplear penetrantes visibles; pero si la discontinuidad es muy fina y delgada o se requiere de una alta o muy alta sensibilidad, es preferible emplear los penetrantes fluorescentes.

Para examinar materiales como aceros inoxidable, titanio, aluminio o aleaciones de níquel (monel), se necesitan penetrantes para estos materiales deben tener un buen control adecuado de contaminantes, como los compuestos halogenados (derivados del flúor, cloro, bromo) o de azufre (sulfatos o sulfuros), ya que si quedan residuos de ellos, pueden ocasionar fallas del material.

Cuando se trabaja bajo normas internacionales (Código ASME, API, AWS), los líquidos deben ser de los proveedores aprobados o confiables, publicados por ellos. Cada vez que se compre un producto se recomienda no mezclar los productos, ya sea de un proveedor con otro ya que las tintas penetrantes tienen una sensibilidad diferente, aunque ambos productos sean fabricados por el mismo proveedor.

- *Aplicaciones*

Se puede aplicar sobre todo en metales en general pero esto no es límite por que también se puede inspeccionar otros materiales como por ejemplo, plásticos, cerámicas porcelanas, recubrimientos electroquímicos, etc.

- *Ventajas de las tintas penetrantes.*

La inspección es muy sensible a las discontinuidades abiertas a la superficie.

Piezas a inspeccionar representa un problema para la inspección.

Son relativamente fáciles de emplear.

Brindan muy buena sensibilidad, económicos.

Son razonablemente rápidos en cuanto a la aplicación.

Se requiere de pocas horas de capacitación de los inspectores.

- *Desventajas de las tintas penetrantes*

Sólo son aplicables a defectos superficiales y a materiales no porosos.

Se requiere de una buena limpieza previa a la inspección.

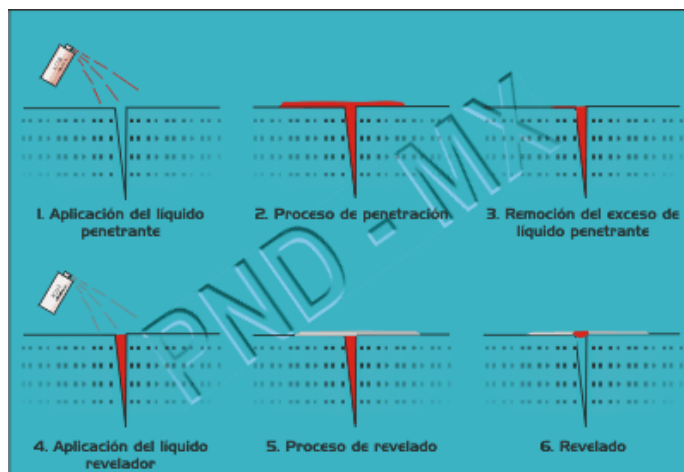
No se proporciona un registro permanente de la prueba no destructiva.

Los inspectores deben tener amplia experiencia en el trabajo.

Una selección incorrecta del penetrante

Es difícil quitarlo de roscas, ranuras, huecos escondidos y superficies ásperas.

Figura 51. Método de tintas penetrantes



Fuente: <http://mx.geocities.com/pndmx>

5.3 Tipos de inspección para tanques (MATEUS, 2007)

La inspección en los tanques de almacenamiento consiste en monitorear las condiciones del equipo o instalaciones y gracias a esto se pueden determinar las posibles fallas o desgastes de los materiales y accesorios y de esta manera asistir en su respectivo mantenimiento durante su operación; también nos ayuda a garantizar la seguridad del personal. La evaluación e inspección técnica se realizan con la aplicación de los métodos: visual, radiografía industrial y medición instrumental, los cuales se encuentran establecidos por las normas correspondientes.

Entre los tipos de inspección se tiene internas como externas.

5.3.1 Inspección externa. La inspección externa abarca un monitoreo visual cercano desde la base del tanque y se hace de manera rutinaria. Como inspección externa se considera.

- *Inspección de rutina.*(MATEUS, 2007)

Este tipo de inspección se la hace de manera visual y sirve para chequear: goteras, distorsiones del cuerpo del tanque, signos de asentamiento, corrosión, condiciones de los cimientos, capas de pintura, sistemas aislantes y accesorios. Se la realiza mientras el tanque está en servicio.

- *Inspecciones programadas.*

Esta inspección se realiza con el objetivo de determinar las condiciones del exterior de la pared del tanque o del techo, la corrosión en el fondo del tanque y el sistema de encallamiento en el suelo como cables, conexiones mecánicas, que serán evaluadas por una inspección visual.

5.3.2 Inspección interna.La inspección interna se la realiza generalmente cuando el tanque está fuera de servicio y sirve principalmente para(API-653, 2003)

- Asegurar que no existen goteras en el fondo del tanque y que éste no está severamente corroído.
- Tomar medidas para evaluar el espesor del fondo del tanque y de la pared del mismo.
- Evaluar los drenajes del agua de lluvia del fondo del tanque.

5.4 Procedimientos para la inspección de tanques(API 653, 2003)

5.4.1 Análisis del historial del equipo. Como una actividad previa a la ejecución de una inspección técnica, se debe consultar los registros técnicos del tanque de almacenamiento como son:

- Planos y especificaciones de diseño, los cuales proporcionan información acerca de los materiales y espesores del tanque, así como las normas de construcción usadas y las pruebas realizadas al mismo.
- La cronología de los trabajos de mantenimiento, reparaciones y/o reemplazos que ayudarán a planificar la inspección a realizarse.
- Los trabajos de inspección realizados con anterioridad que darán datos como la velocidad de corrosión y la vida útil remanente del tanque, además ubicarán las áreas en donde se debe poner mayor énfasis.
- En el caso de que éste tipo de archivos no existan se debe proceder de la manera siguiente:
- Evaluar el historial de otro tanque con características de operación similares, si es posible ubicado en el mismo sitio, para obtener de ésta manera alguna información básica.
- Si no se tiene la información anterior, se procede a elaborar un historial básico del tanque que ayude a realizar la evaluación respectiva.

5.4.2 Inspección visual. La inspección visual debe orientarse para chequear las zonas de mayor ataque corrosivo como pueden ser: las planchas metálicas ubicadas en el fondo del tanque, el anillo base, el último anillo superior y el techo, con el fin de determinar zonas que merezcan un tratamiento especial en cuanto a la aplicación de otros métodos no destructivos. El personal encargado de esta inspección visual en nuestro país es la dirección nacional de hidrocarburos (DNH), quienes realizan esta acción cada 3 meses, (aunque la norma API 653 determine que se la debe hacer cada mes) y tienen para ello formatos de inspección establecidos. También se debe evaluar el estado y condiciones del equipo auxiliar como válvulas, instrumentos, drenajes, escaleras, plataformas, conexiones, etc.

5.4.3 Inspección de los componentes principales del tanque. Luego de haber analizado el historial del tanque y realizar la inspección visual adecuada, se determina la necesidad de realizar la inspección utilizando otros métodos no destructivos, los cuales proporcionarán información más detallada de las condiciones del tanque.

A continuación se presenta los principales componentes del tanque a inspeccionar:

- Las paredes o cuerpo del tanque, techo y soporte
- Los cimientos donde se asienta el tanque, fondo
- Accesorios y equipo auxiliar

5.4.3.1 *Inspección del techo del tanque y su soporte.* El procedimiento para la inspección del techo es:

a. *Placa de la cubierta del techo*

Examinar mediante prueba de martillo la corrosión en la parte interna de la placa

Examinar visualmente para saber si hay fallas en la cubierta del techo.

Las placas del techo que presenten agujeros deben ser reparadas o remplazadas.

b. *Drenaje de la cubierta*

Examinar la cubierta para ver si existe agua almacenada.

Determinar el nivel de pandeo de la cubierta.

c. *Aislamiento del techo*

Visualmente determinar si existen grietas o corrosión cerca del mismo

d. *Escotilla de muestra*

Verificar el funcionamiento e inspeccionar el estado de corrosión

e. *Estructura soporte del techo*

Es importante verificar la corrosión en el interior de las columnas de tubería.

Los sistemas de soporte de los techos deben inspeccionarse y evaluarse tomando en cuenta la corrosión, el desgaste y su validez estructural.

5.4.3.2 *Inspección del cuerpo del tanque.* La corrosión en las paredes del tanque ocurre de varias maneras y en diferentes grados de severidad y puede provocar una pérdida uniforme del metal sobre una gran superficie o en áreas localizadas. La inspección de la pared del tanque debe incluir un análisis enfocado en las condiciones para las que fue

diseñada y basado en el espesor de la placa de la pared y el material. El cual será tratado más adelante.

5.4.4 *Inspección de juntas.* El proceso de inspección de juntas soldadas hace referencia a la norma API 650, la cual define el número y localización de las radiografías. Para este método, las placas deben ser consideradas del mismo espesor cuando la diferencia en su espesor específico o de diseño no exceda los 3 mm o 1/8 pulg.

Antes de proceder a las pruebas radiográficas, se abren las compuertas del tanque, con la finalidad de inspeccionar su interior, se evacúan residuos tanto de gas (desgasificación), o 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. (API-650, 2013)

5.4.5 *Inspección del fondo del tanque.* El fondo del tanque puede inspeccionarse por varios métodos y puede hacerse desde el exterior del tanque o desde el interior. (API-653, 2003)

Para realizar una inspección externa se debe realizar de la siguiente manera:

- Desconectar la tubería y los accesorios del tanque
- Levantar el tanque en forma pareja hasta una altura aproximada de 1 metro utilizando gatos hidráulicos.
- Aplicar un chorro de arena en la parte exterior del fondo del tanque.
- Realizar la inspección visual y tomar medidas ultrasónicas del espesor de la placa.

Luego de la inspección se realizan las reparaciones pertinentes y se procede a pintar el fondo para luego bajar el tanque a su posición inicial. Este método aunque facilita la inspección y permite pintar el fondo es un método costoso, demoroso y además existe el riesgo de agrietar las soldaduras cuando el tanque es de gran tamaño.

Al realizar una inspección interna del fondo del tanque se debe seguir el siguiente proceso

- Inspección visual para determinar zonas afectadas por la corrosión.
- Se toma medidas del espesor de la placa mediante ultrasonido
- Estos espesores se comparan con el espesor original y se calcula la tasa de corrosión

De la misma forma existen averías que se producen en el fondo del tanque la cual deben tomarse en cuenta al momento de la inspección

- Picaduras internas
- Corrosión de juntas soldadas
- Esfuerzos en las placas del fondo por carga del soporte del techo y los asentamientos del armazón.
- Drenaje inadecuado
- Llenado no homogéneo bajo el fondo del tanque (por ejemplo: aglomeración de arcilla en la base formando un cojín de arena)
- Sumideros inadecuados.

Luego de las inspecciones y las reparaciones pertinentes, se realizan pruebas para determinar el estado actual de la base, estas pruebas constan de: pruebas de espuma, pruebas de vacío, pruebas de nivel, que se especifican más adelante.

5.4.6 *Inspección del asentamiento del tanque.* Las causas principales para el deterioro del cimientado de un tanque y que hay que tomar en cuenta en la inspección son:(API-650, 2013)

- Erosión del suelo
- Asentamientos
- Grietas

Deterioro del concreto debido a

- *Calcinación.* Es la pérdida de agua de humidificación que se da cuando el concreto ha sido expuesto a temperaturas elevadas por un lapso de tiempo prolongado.

- *Aguas subterráneas.* Se deteriora el concreto debido a estas aguas ya que estas le atacan químicamente, por cambios de temperatura y por humedad congelante.
- *Álcalis.* Actúan como un corrosivo destruyendo la unión del concreto especialmente las de tipo sulfato y con menor porcentaje los cloruros.
- *Grietas.* No afectan seriamente la solidez del concreto, sin embargo pueden ser puntos de acceso para la humedad o filtraciones de agua.
- *Pernos de anclaje.* El concreto puede agrietarse debido a la deformación de los pernos de anclaje incrustados, lo cual indica que existen condiciones de sobrepresión o asentamientos.
- *Drenaje* Cuando el sitio de drenaje está cerca del tanque puede provocar agrietamiento en el concreto.

5.4.7 *Inspección de los accesorios adjuntos al tanque.* Todos los accesorios del tanque deben ser inspeccionados centrándose en que tengan buen funcionamiento, limpios y libres de corrosión, así como deben verificarse que las soldaduras no presenten fisuras ni fallas.

Como también las inspecciones deben centrarse en determinar el estado de corrosión, el estado de la pintura, determinar si las costuras de soldadura tienen fisuras o presentan grietas o fallas de cualquier tipo, así como también que su funcionamiento sea adecuado y seguro.

5.4.8 *Determinación de espesores mediante inspección por ultrasonido.* Las normas utilizadas para la construcción, mantenimiento e inspección de tanques de almacenamiento, recomiendan el uso del ultrasonido para monitorear y controlar la corrosión que pudiera presentarse en los tanques. La ventaja de usar el ultrasonido es que el tanque puede estar en servicio mientras se realiza las mediciones.(ORPOGOIL, 2004)

5.4.8.1 *Determinación de los puntos a inspeccionar mediante ultrasonido.* Los parámetros fundamentales para determinar el número de puntos a inspeccionarse son:

- Tamaño del tanque

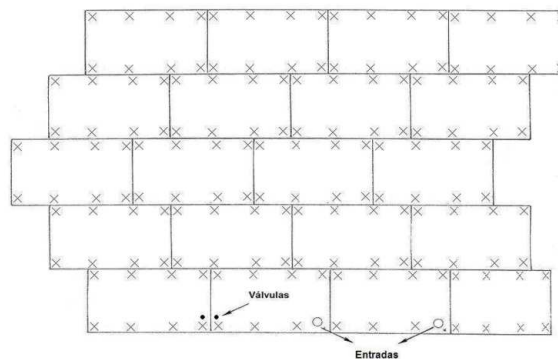
- Capacidad del tanque
- Condiciones de operación
- Historial del equipo

Hay que tener en cuenta que las áreas que presentan una corrosión generalizada, deben inspeccionarse aumentando el número de puntos de inspección.

5.4.8.2 Determinación del espesor de la pared del tanque. Se seleccionarán todos los anillos para todos los tipos de tanques, con el fin de determinar el estado de estas zonas en particular. En cada plancha componente de cada anillo del tanque se selecciona un mínimo de 8 puntos, ubicados a 10 cm. de distancia de los cordones de la soldadura, tanto horizontales como verticales.

A continuación se debe eliminar la pintura en una zona de aproximadamente 5 cm. por lado en los puntos determinados para la medición, los valores obtenidos en la medición se deben registrar en un croquis preparado para tal efecto. Ver figura 52.

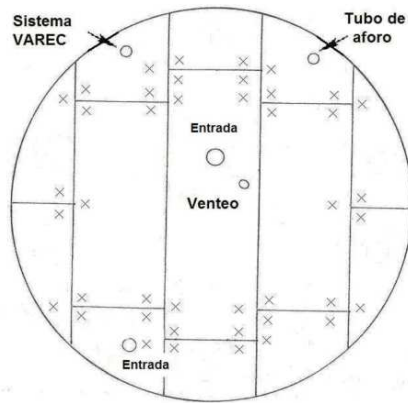
Figura 52. Croquis de la pared del tanque para inspección



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

5.4.8.3 Determinación del espesor del techo del tanque. En el techo se deberá tomar un mínimo de 6 puntos por cada plancha completa y 4 puntos para las planchas incompletas utilizadas para la formación del techo. El área aproximada del punto de inspección es un cuadrado de 5 cm. por lado. Con el mismo criterio anterior, se procede a medir los espesores de las planchas. Ver figura 53

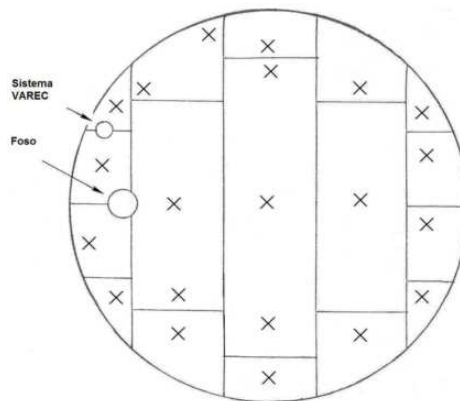
Figura 53. Croquis del techo del tanque para inspección



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

5.4.8.4 *Determinación del espesor del fondo del tanque.* En el fondo del tanque se puede realizar un barrido ultrasónico de aproximadamente un 60 % del área total del tanque, teniendo preferencia en las zonas cerca de los cordones de soldadura. Ver figura 54

Figura 54. Croquis del fondo del tanque para inspección



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

Para el control respectivo, se procede a examinar cada parámetro de corrosión y otros que pudieran causar su falla.

Factores que causan fallas en el fondo del tanque (API-653, 2003)

- Picaduras internas
- Corrosión en las juntas soldadas
- Cargas colocadas sobre las planchas del fondo del tanque como: soportes del techo y sedimentos
- Inadecuado drenaje del agua acumulada

- La falta del anillo regular requerido
- Inadecuada cimentación del tanque

En la medición de los espesores de las planchas del fondo deben tomarse en consideración dos factores: la corrosión general y las picaduras.

5.4.9 Cálculos y evaluación de resultados. Los datos de espesores anteriormente tomados deben ser tabulados para luego ser contrastados con los siguientes datos:

- Espesores obtenidos en otras inspecciones
- Espesores nominales de construcción
- Espesores mínimos requeridos por la norma de construcción correspondiente
- Posteriormente, con los datos antes señalados, se realiza una evaluación calculando la velocidad de corrosión, estimar la vida útil del equipo y emitir las conclusiones y recomendaciones pertinentes.

5.4.9.1 Pared del tanque. El espesor mínimo aceptable para las paredes de tanques con diámetros menores a los 200 pies, deberá calcularse por la Formula 40. El espesor de la pared calculado con la ecuación 40 es el mínimo permisible en todas las áreas de la pared del tanque, el mismo que debe ser comparado con el espesor de las áreas inspeccionadas para establecer las reparaciones necesarias, la continuación en el servicio, un cambio en el servicio, limitar la altura de llenado o el retiro inmediato del servicio.

En caso de presentarse zonas de considerable superficie, con evidentes signos de corrosión, y según la norma API 653, se procede a determinar el mínimo espesor (t_2) para esta área, excluyendo las picaduras existentes, posteriormente a criterio del inspector se traza con marcador 5 líneas verticales de longitud "L", trazadas a espacios iguales, sobre los cuales se obtendrá, un espesor promedio (t_1) del área escogida, ver figura 55

Para cada área corroída se determina el mínimo espesor, t_2 . Calcular la longitud crítica, L mediante la ecuación 60(API-653, 2003)

$$L = 3.7\sqrt{D t_2} \quad (60)$$

Dónde:

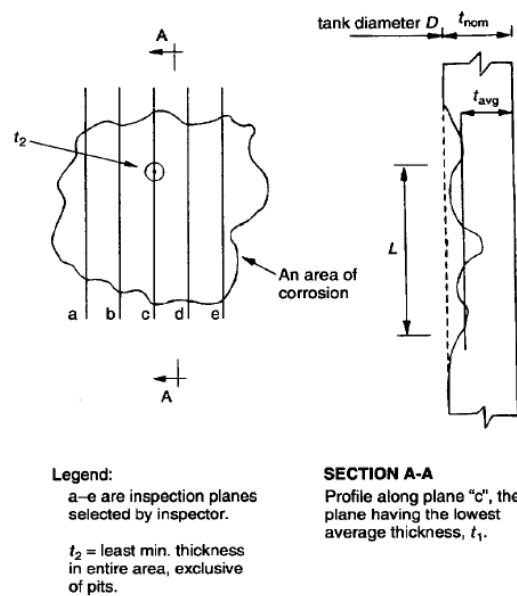
L Máxima longitud vertical, en pulgadas, sobre la cual los esfuerzos son asumidos para promediarlos alrededor de las discontinuidades locales, no debe ser mayor a 40 pulgadas.

Nota: la longitud actual vertical del área corroída puede exceder a L.

D Diámetro del tanque en pies (ft).

t₂ El mínimo espesor, en pulgadas, en un área de corrosión, excluyendo las picaduras

Figura.55. Determinación del espesor t₂



Fuente: API 653. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction

El valor de t₁ debe ser mayor que o igual a t mín.

El valor de t₂ debe ser mayor que o igual al 60 % de t mín.

Caso contrario se procede a reparar.

En el caso en que hayan áreas que presenten picaduras, se procederá a medir la profundidad de las mismas, si son menores a la mitad del espesor mínimo aceptable de la plancha, excluyendo la tolerancia a la corrosión, pueden ser aceptables; de igual

manera, si la suma de las dimensiones de éstas áreas, a lo largo de una línea vertical, no excede de 2 pulgadas en una longitud total de 8 pulgadas, es aceptable, caso contrario se procede a reparar.

Por otro lado el cálculo de los espesores mínimos aceptable para tanques con diámetros iguales o mayores a 200 pies, se lo hará conforme el método de los puntos variables de diseño estipulado en el API 650.

5.4.9.2 Fondo del tanque. Posteriormente a la medición de espesores y picaduras, estos valores deben ser evaluados mediante los cálculos siguientes:(API-653, 2003)

$$MRT_1 = T_o - GCa - StPa - UPr - (StPr + UPr + GCr) * Or$$

$$MRT_2 = T_o - GCa - StPm - UPa - (StPr + UPr + GCr) * Or$$

Dónde:

MRT1 Espesor en pulgadas mínimo remanente al final de un período de servicio.

MRT2 Espesor en pulgadas mínimo remanente al final de un período de servicio

ToEspesor nominal de la plancha.

StPaPromedio de la profundidad de la picadura interna, medido en pulgadas sobre el espesor original.

StPm Máxima profundidad de la picadura interna remanente en las planchas del fondo del tanque después de una reparación completa, medido sobre el espesor original en pulgadas

Upa Profundidad promedio de la picadura medida en el sitio, en pulgadas.

UPmMáxima profundidad de la picadura medida en el sitio, en pulgadas.

StPrVelocidad máxima de formación de picaduras internas, medida en pulgadas/año, StPr = 0, si el fondo es revestido.

UPr Velocidad máxima de formación de picaduras en el sitio, medida en pulgadas/año UPr = 0, si el fondo tiene protección catódica.

OrPeríodo anticipado de servicio que normalmente suele ser 10 años.

GCaProfundidad promedio del área corroída, medida en pulgadas.

GCrMáxima velocidad de corrosión en general, medida en pulgadas/año.

Los espesores calculados con el procedimiento anterior, deben ser comparados con los mínimos espesores aceptables para el fondo del tanque.

4.4.9.3 Techo del tanque. Las placas del techo corroídas en un promedio de al menos 0.09 in. (2.3 mm) en un área de 100 in², deben ser remplazadas o reparadas.

5.4.10 Cálculo de la velocidad de la corrosión. La velocidad de la corrosión es un parámetro que indica el avance de la corrosión en un determinado lapso de tiempo, el mismo que relaciona el espesor medido en la actual inspección con los espesores determinados en épocas anteriores o desde la construcción del tanque en inspección, ésta diferencia se la divide por el tiempo de operación en consideración, esto se indica en la siguiente ecuación 61.(API-653, 2003)

$$V_c = \frac{E_o - E_m}{T} \quad (61)$$

Dónde:

V_c Velocidad de corrosión en mm/año.

E_o Espesor de la plancha original o el espesor medio en la inspección anterior.

E_m Espesor de plancha medido en mm en la inspección actual.

T Tiempo de servicio en el lapso considerado, medido en años.

Las velocidades de corrosión calculadas se las evalúa con los siguientes criterios:

Para velocidades de corrosión mayores a 0.025 mm/año (> 0.001 pulg./año) y con una vida remanente menor a 4 años, es recomendable que la próxima inspección con medición de espesores se la realice en un período no mayor a 2 años.

Para velocidades de corrosión menores de 0.025 mm/año, la inspección interna no es necesaria.

5.4.11 Cálculo de la vida útil estimada. Este valor indica la probable vida útil del tanque en general o de una zona en particular del recipiente.(API-653, 2003). La vida útil estimada se calcula con la siguiente ecuación 62

$$V_u = \frac{E_m - E_{min}}{V_c} \quad (62)$$

Dónde:

Vu Vida útil estimada.

Em Espesor de plancha medido en mm en la inspección actual.

Emín Espesor mínimo, en mm, requerido según la norma de construcción utilizada.

5.4.12 Frecuencia de la inspección. Varios factores deben ser considerados para determinar los intervalos de inspección de los tanques de almacenamiento. Esto incluye, aunque no son limitados, a los siguientes puntos:(API-653, 2003)

- La naturaleza del producto a almacenar.
- Los resultados del chequeo de la inspección visual.
- Sistemas de prevención de corrosión.
- La localización de los tanques, tales como áreas de alto riesgo o inapropiadas.
- El potencial de riesgo de contaminación del aire y agua.
- Sistemas de detección de fracturas.
- Modo de cambios en operación (frecuencia o ciclo de llenado).

5.4.12.1 Frecuencia de la inspección externa. La frecuencia de la inspección externa, realizada de manera visual y rutinaria, debe ser coherente con las condiciones del lugar en particular, pero no deben exceder un mes.(API-653, 2003).

Las inspecciones externas programadas deben realizarse al menos cada 5 años o puede determinarse el intervalo de inspección de acuerdo a la ecuación 63.

$$I = \frac{RCA}{4 * N} (\text{Años}) \quad (63)$$

Dónde:

RCA Es la diferencia entre la medida del espesor actual de la pared del tanque y el espesor mínimo requerido en milímetros

N Es la tasa de corrosión de la pared del tanque en milímetros por año

5.4.12.2 Frecuencia de la inspección interna. Los intervalos entre las inspecciones internas deberán ser determinados por las tasas de corrosión medidas durante las inspecciones previas o anticipadas.(API-653, 2003). El actual intervalo de inspección

deberá establecerse de tal manera que el espesor mínimo de la placa del fondo del tanque en la próxima inspección no sea menor que los valores listados en la tabla 40.

Tabla 40. Espesor mínimo de la placa del fondo del tanque

Espesor mínimo de la placa del fondo del tanque (in)	Diseño (Fondo/cimiento)
0.10	Sin sistema de detección y contención de fugas
0.05	Con sistema de detección y contención de fugas
0.05	Fondos reforzados con recubrimientos de espesores mayor a 0.05 in

Fuente: API 653. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction

En ningún caso, sin embargo, el intervalo de la inspección interna deberá exceder los 20 años. Cuando las tasas de corrosión no están conocidas y la experiencia obtenida de un tanque en servicio similar no está disponible para determinar el espesor mínimo de la placa del piso a la siguiente inspección, el espesor actual de la placa del piso del tanque deberá ser determinado por la inspección dentro de los siguientes 10 años de operación del tanque para establecer las tasas de corrosión.

5.4.12.3 Frecuencia de la inspección ultrasónica del espesor. Externamente, las medidas del grosor de la pared, tomadas por métodos ultrasónicos, pueden ser el medio para determinar una tasa de corrosión uniforme mientras el tanque está en servicio, y puede proveer una indicación de la integridad del mismo.

Las medidas ultrasónicas del grosor de la pared deberán ser hechas en intervalos que no excedan lo siguiente:

Cuando la tasa de corrosión no es conocida, el máximo intervalo deberá ser 5 años. La tasa de corrosión puede ser estimada desde tanques en similares condiciones de servicio.

Cuando la tasa de corrosión es conocida, el máximo intervalo deberá ser el menor de $RCA / 2N$ años o 15 años.

5.5 Formatos técnicos para reportes de inspección para tanques de almacenamiento

El objetivo principal es disponer de un documento técnico que permita realizar una inspección planificada y práctica de los tanques de almacenamiento.(MATEUS, 2007).Los mismos que se encuentran en el anexo H.

5.6Certificación de tanques (API-650, 2013)

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

Estos ensayos, deben cumplir con los requerimientos especificados en la norma antes mencionada y constan de: Pruebas hidrostáticas; Pruebas radiográficas; mediciones de verticalidad, asentamiento, redondez y espesores de pintura.

5.6.1 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.

Para el llenado del tanque se puede utilizar el sistema contra incendios, dependiendo de la disponibilidad de agua en cada sector este procedimiento puede ser más rápido que otros procedimientos. Si no se dispone de la suficiente agua para la prueba del tanque, este puede probarse mediante los métodos siguientes:

- Pintando todas las juntas con un aceite altamente penetrante, como un aceite de resorte de automóvil, y examinar cuidadosamente las juntas para comprobar que no existen fugas.

- Aplicando vacío a cualquier lado de las juntas o aplicando una presión interna de aire y examinar cuidadosamente comprobando que no existan fugas.

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 tanque 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 en la zona elástica del comportamiento del material, lo cual determinará la condición de seguridad de la estructura.

5.6.2 *Prueba de estanquedad.* Una vez que se ha procedido a llenar el tanque a presión atmosférica hasta la altura de diseño como mínimo, se comprueba que no existan fugas en todas las uniones soldadas del tanque. Por lo tanto es necesario mantener el tanque lleno por lo menos 24 horas y realizar inspecciones.

Aproximadamente 750 mm de la costura bajo análisis es cubierta con una solución de jabón o aceite de linaza. La caja de vacío es colocada sobre la sección de costura cubierta y un vacío es aplicado a la caja. La presencia de porosidad en la costura es indicada por burbujas o espuma producida por el aire aspirado a través del cordón de soldadura.

5.6.3 *Prueba de soldadura del fondo del tanque.* Las soldaduras deberán ser inspeccionadas por uno de los siguientes métodos:

Presión de aire o vacío deberá ser aplicado a las juntas, y una película de jabón, aceite de linaza u otro material conveniente debe ser utilizado para la detección de fugas.

Después, en el nivel más bajo del tanque (en contacto con la base), debe bombearse agua por debajo del fondo del tanque. Una altura o cabeza de 150 mm (6 in) de líquido debe mantenerse usando una represa temporal para mantener esa profundidad cerca del borde del piso.

5.6.4 Prueba de soldadura de placas de refuerzo. Luego que la fabricación se ha completado, pero antes de llenar el tanque con agua de prueba, las placas de refuerzo deben ser probadas aplicando hasta 100 kPa de presión neumática entre la pared del tanque y las placas de refuerzo. Mientras se realiza esta prueba, una película de jabón, aceite o cualquier otro material similar se debe aplicar sobre toda la suelda alrededor del refuerzo, dentro y fuera del tanque.

5.6.5 Prueba del techo. El techo de un tanque puede probarse con los siguientes métodos:

Aplicando una presión interna de aire sin exceder el peso de las placas del techo y aplicando a las juntas soldadas una solución de jabón u otro material conveniente para detectar fugas.

Con una prueba de vacío aplicado a las juntas soldadas.

5.6.6 Tolerancias dimensionales. Las mediciones en vacío determinan las condiciones geométricas de fabricación del tanque. Los parámetros evaluados son la verticalidad y redondez

5.6.6.1 Verticalidad. El límite máximo de desviación vertical del tanque medido desde la base hasta el tope superior no debe exceder el 1/200 del total de altura del tanque.

5.6.6.2 Redondez. Los radios medidos a 0.3 m sobre el piso del tanque no deben exceder las tolerancias siguientes:

Tabla.41. Tolerancia radial

Diámetro del tanque (m)	Tolerancia radial (mm)
<12	±13
De 12 a <45	±19
De 45<75	±25
≥ 75	±32

Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

5.6.7 *Formularios técnicos para la certificación de tanques.* Este formulario es un documento técnico que permita realizar una certificación planificada y práctica de los tanques de almacenamiento. Esta certificación puede hacerse el momento de la compra del tanque sin embargo si es necesario hacer tales pruebas luego de que el tanque ha sido sometido a modificaciones o reparaciones, ver anexo I

CAPITULO VI

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 Conclusiones

Como idea global de este documento se determinó que este estudio está vinculado a conocimientos como: ingeniería de materiales, Procesos y técnicas de soldadura, control de calidad, ingeniería de proyectos industriales, estructuras metálicas, entre las más importantes

Para el cálculo y diseño del tanque de almacenamiento de petróleo se utilizó la Norma API 650, décima segunda edición de Marzo del 2013, lo cual orienta al diseñador el proceso para cumplir con los métodos de fabricación, calificación y procedimiento de soldadura, montaje, inspección técnica, etc.

API 650 se la caracteriza como una norma válida, fiable y realizable, el trabajo hecho es comparable en cualquier parte del mundo, y su influencia tiende a dar estabilidad a la economía, ahorrar gastos, promover el empleo local en la zona de construcción y garantizar el funcionamiento rentable y seguro a las empresas petroleras

Tank 2012 proporcionó datos importantes como espesores de pared, fondo y techo, además brinda el cálculo de momento por viento, fuerza de corte en la base, estabilidad por viento, etc.

Al comparar los cálculos mediante el programa Tank ,se debe tomar en cuenta que algunos resultados no son exactos ya que al momento de ingresar los datos sismográficos estos varían, ya que en nuestro país no existen. Pero de acuerdo a la NEC se puede obtener datos aproximados como es la velocidad del viento, Aceleración máxima en roca esperada para el sismo.

La velocidad de viento para el estudio se establece en 85 mhp, ya que API 650 tiene una referencia mínima de 100 mph, de igual manera dicho resultado se relaciona con la NEC, la cual manifiesta que para alturas de 10 metros cuya velocidad mínima sea de 47 mph, pero por razones del sitio en donde se realiza el estudio no se puede alcanzar la velocidad mínima de la API.

El fondo del tanque es un elemento muy susceptible a la corrosión ya que se expone a contener todo tipo de sedimentos, por lo tanto su espesor es de 3/8 (9mm), tomando en cuenta un espesor para corrosión admisible de 1/8(0.125mm)

Según la características del tanque API 650 recomienda para el diseño el espesor mínimo para los anillos sea 3/16 (0.1875mm) , lo cual al realizar los respectivos cálculos se tiene 0.19 mm ,por lo tanto estos datos son muy próximos ,lo que se procede a diseñar con un espesor de 1/4 (0.25mm)

En el diseño no se ha tomado en cuenta cargas de nieve, ya que en nuestro país no existe, pero si se puede relacionar con el granizo que existe en nuestro país, pero de acuerdo al lugar de estudio del tanque no se tomara en cuenta, ya que API 650 menciona combinaciones de cargas por gravedad, la cual incluye cargas de nieve equilibrada y desequilibrada

EL fondo del tanque fue diseñado con planchas traslapadas, esto se realiza para poder minimizar o eliminar deformaciones producidas por el fondo

Los accesorios del tanque tienen una función muy importante en su operación garantizando su utilidad, entre las partes más importantes están; manholes, cuellos de ganso bridas, placas de refuerzo, manholes del techo, estos elementos son fabricados, s como lo establece la Norma API 650.

El anillo de rigidez o ángulo (perfil) superior del tanque exigido por la Norma API 650, es seleccionado por el manual AISC, ensamblado con un tipo de soldadura de relleno continuo únicamente en la parte superior, es aplicable para techos soportados y auto soportados, cumple una función importante porque permite sujetar las placas que conforman el techo.

Para la construcción del tanque tanto para el fondo, cascaron y techo se utiliza juntas a tope, filete, doble filete y traslapada lo cual están caracterizadas por la Norma API 650, cabe destacar que los procesos de soldadura no son establecidos por la Norma, estos serán especificados por el fabricante mediante la Norma AWS, la cual gobierna dichos procesos y aprobado por el cliente

6.2 Recomendaciones

Considerar parámetros de funcionamiento como es el volumen, temperatura, pesos específicos, gravedad del líquido a almacenar, coeficiente sísmico de lugar de operación, velocidad de viento, estos datos debe ser requerido mediante el cliente a solicitar.

Investigar a futuro datos sismográficos del Ecuador, para así obtener cálculos muy cercanos en relación con Tank.

Relacionar la corrosión admisible con el diseño, ya que es un factor muy importante, en nuestro caso sabe que este valor puede ser establecido mediante un acuerdo entre el constructor y el cliente.

Incrementar en lo académico ,cursos para estudio y aplicación de normas y estándares actualizados , dirigida a ingeniería mecánica, cabe destacar que el manejo de normas ayudara al profesional a desempeñarse con un buen conocimiento y ante todo ser competitivos en toda la industria petrolera.

Tomar muy en cuenta los cimientos y diques de contención, lo cual serán la base principal del tanque, este proceso de construcción está gobernado por un Ingeniero Civil, esto es muy importantes para el diseño del fondo del tanque.

BIBLIOGRAFÍA

API-650. 2013.*Storage, Welded Tanks for Oil.* Washington, D.C. : Twelfth edition, 2013.

- API-653. 2003.***Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction.* Washington, D.C. : ADDENDUM 1, 2003.
- AVALOS, Guido. 1997.***Estudio y construccion de tanques de almacenamiento de Petroleo.* Quito : s.n., 1997.
- CIMEPI. 2008.***Prontuario de ingeniera mecanica.* 2008.
- INGLESA. 1990.***Diseño y calculo de tanques de almacenamiento.* Mexico : s.n., 1990.
- MATEUS, Mario. 2007.***Mantenimiento de tanques hidrostáticos de techo fijo para la industria petrolera.* Quito : s.n., 2007.
- McCormac, Jack. 2002.***Diseño de estructuras de Acero.* Mexico : mexicana, 2002. pág. 722.
- Natchova, Mina. 2014.***Representantes de INTERGRAPH en Ecuador.* QUITO : s.n., 2014.
- NEC. 2014.***Norma ecuaoriana de la construccion.* ECUADOR : s.n., 2014.
- ORPOGOIL. 2004.***ORGANIZACION PETROLERA GLOBAL DE HIDROCARBUROS.* MEXICO : s.n., 2004.
- Pemex, Comité de Normalización de Petroleros Mexicanos. 2008.***DISEÑO DE TANQUES ATMOSFERICOS.* MEXICO : NRF-113, 2008.
- WU, weather underground. 2014.**
<http://espanol.wunderground.com/global/stations/84099.html>. [En línea] 30 de 04 de 2014.