



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

PROYECTO DE TRABAJO DE TITULACIÓN

“OPTIMIZACION DE UN TANQUE DE TECHO FIJO BASADO EN EL
PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS PARA ALMACENAMIENTO
DE AGUA DE FORMACION EN UNA ESTACION PILOTO EN EL
ORIENTE ECUATORIANO”

MODALIDAD

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR:

GUACHAMIN SANTISTEVAN ALEX RONNY

PROFESOR O TUTOR SUGERIDO

ING. RAÚL MORGNER MANGOLD, MSc

LA LIBERTAD – ECUADOR

2018

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

PROYECTO DE TRABAJO DE TITULACIÓN

“OPTIMIZACION DE UN TANQUE DE TECHO FIJO BASADO EN EL
PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS PARA ALMACENAMIENTO
DE AGUA DE FORMACION EN UNA ESTACION PILOTO EN EL
ORIENTE ECUATORIANO”

MODALIDAD

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR:

GUACHAMIN SANTISTEVAN ALEX RONNY

PROFESOR O TUTOR SUGERIDO

ING. RAÚL MORGNER MANGOLD, MSc

LA LIBERTAD – ECUADOR

2018

DEDICATORIA

A Dios por permitirme vivir y guiarme mi camino, darme fuerzas y fe para llegar a concluir una etapa más en mi vida.

A mi madre Rosa, a quien amo, mi pilar fundamental, por su enorme paciencia, por el gran sacrificio que hace día a día por mí y brindarme lo mejor, gracias madre mía en todo lo que más has podido ya que por ti soy lo que soy y estoy en donde estoy.

A mi padre Gonzalo, los cuales son parte fundamental en mi vida, ya que han estado a mi lado apoyándome en todo momento.

ALEX RONNY GUACHAMIN SANTISTEVAN

AGRADECIMIENTO

Agradezco y dedico esta tesis a Dios porque nunca dejaste que perdiera la fe y aun en los momentos más difíciles me has bendecido.

A mi familia, porque ellos guiaron mi camino. A mi madre porque me enseñaste que el amor es el mejor compañero de nuestras vidas, tú creaste todo lo que soy y me has enseñado a vivir otra vez. A mi padre quien ha sabido apoyarme en todo momento y darme las fuerzas para superarme cada día más. A mi hermano Gonzalo que me ha enseñado una hermosa manera de existir y de sonreír. A mi amiga Blanchy por todos los consejos, el amor y el apoyo incondicional por haber confiado siempre en mí. Que Dios los bendiga.

Mis más sinceros agradecimiento al Ingeniero Carlos Portilla Lazo, Director de la carrera de ingeniería en petróleo por haber confiado en mi persona, por la paciencia, el ánimo que me brindo.

Al Ingeniero Raúl Morgner por sus conocimientos brindados y el apoyo otorgado a lo largo de este trabajo.

A todos mis amigos con los que compartí momentos inolvidables por ser ese sostén durante todo este proceso y por esa amistad sincera y desinteresada.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena por haberme brindado tanto y haber sido mi hogar durante estos años, en ella encontré una identidad y amor por la superación.

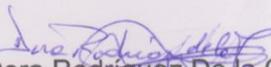
ALEX RONNY GUACHAMIN SANTISTEVAN

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGIA

Después de revisar el contenido del trabajo del señor ALEX RONNY GUACHAMIN SANTISTEVAN, cuyo tema es "OPTIMIZACIÓN DE UN TANQUE DE TECHO FIJO BASADO EN EL PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTO PARA ALMACENAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN EN UNA ESTACIÓN PILOTO EN EL ORIENTE ECUATORIANO", quien consta como Egresado de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Escuela de Ingeniería en Petróleo, Carrera de Ingeniería en Petróleo, previo la obtención del Título de ingeniero en Petróleo.

CERTIFICO que este trabajo no presenta ningún error gramatical por lo tanto puede ser expuesto ante el Tribunal respectivo.

La Libertad, marzo de 2018.


Dora Rodríguez De la Cruz

MAGISTER

REG. SENESCYT No. 1050-15-86073203

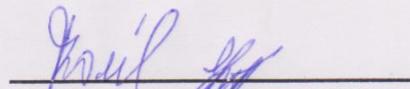
TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Juan Garcés Vargas, Mg
DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA



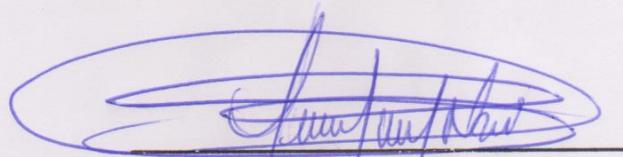
Ing. Marllelis Gutiérrez, Msc
DIRECTOR DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO



Ing. Raúl Morgner , MsC
PROFESOR TUTOR



Ing. Humberto Peña, Ph.D
PROFESOR DE ÁREA

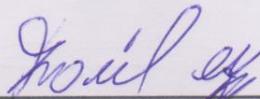


Abga.Lidia Villamar Moran, MsC
SECRETARIA GENERAL (e)

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del proyecto de investigación: "OPTIMIZACION DE UN TANQUE DE TECHO FIJO BASADO EN EL PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS PARA ALMACENAMIENTO DE AGUA DE FORMACION EN UNA ESTACION PILOTO EN EL ORIENTE ECUATORIANO", elaborado por el Señor GUACHAMIN SANTISTEVAN ALEX RONNY, egresado de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que, luego de haber orientado, estudiado y revisado el proyecto, lo apruebo en todas sus partes, debido a que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a evaluación del tribunal.

Atentamente,

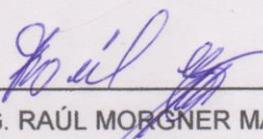


ING. RAÚL MORGNER MANGOLD, MSc
TUTOR DE TESIS

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En mi calidad de tutor del Trabajo de Titulación denominado "OPTIMIZACION DE UN TANQUE DE TECHO FIJO BASADO EN EL PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS PARA ALMACENAMIENTO DE AGUA DE FORMACION EN UNA ESTACION PILOTO EN EL ORIENTE ECUATORIANO" elaborado por GUACHAMIN SANTISTEVAN ALEX RONNY, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, en el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 5% de la valoración permitida por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente



ING. RAÚL MORGNER MANGOLD, MSc
TUTOR DE TESIS

DECLARACIÓN EXPRESA

Yo, **GUACHAMIN SANTISTEVAN ALEX RONNY**, declaro bajo juramento que el proyecto descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

ALEX RONNY GUACHAMIN SANTISTEVAN

ÍNDICE GENERAL

PORTADA.....	I
CONTRAPORTADA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	V
TRIBUNAL DE GRADO	VI
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	VII
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	VIII
DECLARACIÓN EXPRESA.....	IX
ÍNDICE GENERAL.....	X
INDICE DE FIGURAS.....	XIII
INDICE DE TABLAS	XIV
ABREVIATURAS	XV
SIMBOLOGÍA	XVI
RESUMEN	XVII
ABSTRACT.....	XVIII
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I.....	2
Generalidades.....	2
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Justificación	3
1.3. Objetivos.....	3
1.3.1. Objetivo General	3
1.3.2. Objetivos Específicos.....	4
1.4. Hipótesis	4
1.5. Variables	4
1.5.1. Variable Independiente	4
1.5.2. Variable Dependiente	4
CAPITULO II.....	5
MARCO TEÓRICO	5

2.1. Marco referencial	5
2.1.1. Antecedentes	5
2.1.2. Descripción del campo.....	6
2.1.3. Ubicación Geográfica del campo	6
2.2. Marco legal	7
2.2.1. Reglamento Ambiental para operaciones Hidrocarburíferas.....	7
2.2.2. Norma API	7
2.2.3. Normas NTE INEN 1536:98.....	8
2.2.4. Norma CEPE SI OO6.....	8
2.2.5. Código ASTM.....	9
2.2.6. Código ASME	9
2.2.7. Reglamentación NFPA	9
2.2.8. STANDARD API 650	10
2.2.9. STANDARD API 2555.....	12
2.3. Marco contextual.....	12
2.3.1. El petróleo.....	12
2.3.2. Agua de formación	13
2.3.3. Disposición final	15
2.3.4. Tanques de procesos	19
2.3.5. Tipos de tanques de almacenamientos	19
2.3.6. Tipos de techos.....	28
2.3.7. Materiales a emplear.....	29
2.3.8. Materiales para soldadura.....	31
2.3.9. Recomendaciones para procedimientos de soldadura	32
2.3.10. Boquillas en tanques de almacenamiento.....	34
2.3.11. Entrada de hombre y accesorios	34
2.3.12. Escaleras y plataformas.....	35
2.4. Consideraciones de diseño.....	35
2.4.1. Diseño de fondo.....	36
2.4.2. Diseño del cuerpo	38
2.4.3. Diseño del techo tipo domo.....	40
CAPITULO III	42

METODOLOGÍA	42
3.1. Tipo y diseño de la investigación	42
3.2. Métodos y técnicas de investigación.....	42
3.3. Universo y muestra	43
CAPITULO IV.....	44
DISEÑO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	44
4.1. Diseño del tanque de almacenamiento	44
4.1.1. Determinación de espesores	46
4.1.2. Determinación de las planchas del cuerpo	47
4.1.3. Determinación de las planchas del fondo y techo	50
4.1.4. Determinación de refuerzos de apertura.....	54
4.1.5. Determinación de las placas de choque	81
4.1.6. Selección del Rompe Vortex.....	83
4.1.7. Determinación del dique de protección	84
4.1.8. Determinación de la estructura interior	85
4.1.9. Determinación de los tornillos del cartabón	87
4.2. Resultados	91
CAPITULO V.....	94
PRUEBAS DE CALIDAD DE LAS SUELDAS EMPLEANDO ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	94
5.1. Pruebas hidráulicas	94
5.2. Control de la verticalidad y asentamiento del tanque.....	94
5.3. Programa de aplicación de pinturas.....	95
5.4. Calibración de tanques de almacenamiento	96
5.5. Requerimiento para escaleras (API 650)	98
5.6. Balance económico.....	99
CAPITULO VI.....	101
CONCLUSIONES Y RECOMENACIONES	101
5.1. Conclusiones	101
5.2. Recomendaciones	102
BIBLIOGRAFÍA.....	103
ANEXOS.....	104

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del campo Shushufindi	6
Figura 2. Yacimiento petrolífero.....	13
Figura 3. Tanques cilíndricos de techo cónico fijo soportado.	20
Figura 4. Tanque cilíndrico con techo auto-soportado.....	21
Figura 5. Tanque cilíndrico con tapa cóncava.	22
Figura 6. Tanque cilíndrico con techo flotante.	23
Figura 7. Tanques cilíndricos con membrana flotante	24
Figura 8. Tanque de techo esférico.	25
Figura 9. Tanque de techo flexible.....	26
Figura 10. Tanques soldados.....	26
Figura 11. Tanque empernado.....	27
Figura 12. Tanques remachados con techo cónico..	28
Figura 13. Dimensión de la sercha	48
Figura 14. Diámetro exterior del fondo.....	51
Figura 15. Colocación del techo.....	52
Figura 16. Posicionamiento de boquillas..	55
Figura 17. Detalle de boquilla N° 1..	59
Figura 18. Detalle de boquilla N° 2..	62
Figura 19. Detalle de boquilla N° 3..	66
Figura 20. Detalle de boquilla N° 4	70
Figura 21. Detalle de boquilla N° 5	74
Figura 22. Detalle de boquilla N° 6	77
Figura 23. Detalle de boquilla N° 7..	81
Figura 24. Rompe Vortex.....	84
Figura 25. Dique de protección.....	85
Figura 26. Diagrama de diseño del tanque de almacenamiento.....	93
Figura 27. Escaleras del tanque de almacenamiento.....	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Secciones y apéndices que conforman Api 650.	11
Tabla 2. Tipos de tanques de Almacenamiento	20
Tabla 3. Espesor requerido de pared del cuerpo	38
Tabla 4. Materiales más comunes y esfuerzos permisibles (Kg/cm ²)	40
Tabla 5. Característica de los pozos del Campo donde se instalará el tanque.....	43
Tabla 6. Datos de producción	44
Tabla 7. Propiedades del agua y el crudo.....	44
Tabla 8. Criterios de tipo de sustancia.....	81
Tabla 9. Materiales empleados en el tanque de almacenamiento.	92
Tabla 10. Balance Económico	100

ABREVIATURAS

API = Instituto Americano del Petróleo

ASME = Sociedad Americana de Ingeniería Mecánica

ASTM = Sociedad Americana de Pruebas y Materiales

Bbls = Barriles

BSW = Contenido de agua y sedimentos

CEPE = Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana

GLP = Gas Licuado de Petróleo

NFPA = Asociación Nacional de Protección de Fuego

NTE = Norma técnica Ecuatoriana

INEN = Instituto Ecuatoriana de Normalización).

SIMBOLOGÍA

A = Área de sección de soporte

A_{REQ} = Área de esfuerzo requerida

D = Diámetro del tanque

d = Distancia

F = Fuerza

h = Altura

M = Momento

P = Presión de diseño

P_G = Presión generada

Q = Caudal

T = Temperatura

t = Espesor de placa del techo in

t_n = Espesor del tubo base

R = Radio de curvatura

R_T = Cargas totales

V = Volumen

V_s = Velocidad de asentamiento

W = Peso

W_{PL} = Peso de la placa

W_{techo} = Peso del techo

σ = Tensión

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“OPTIMIZACION DE UN TANQUE DE TECHO FIJO BASADO EN EL
PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS PARA ALMACENAMIENTO
DE AGUA DE FORMACION EN UNA ESTACION PILOTO EN EL
ORIENTE ECUATORIANO”**

Autor: Alex Ronny Guachamin Santistevan

Tutor: Ing. Raúl Morgner Mangold, MSc.

RESUMEN

El propósito de este proyecto de investigación es el diseño óptimo de un tanque de almacenamiento para el servicio de agua de formación cuyo funcionamiento sea confiable, eficiente y seguro durante su tiempo de vida útil, cumpliendo con las normas de calidad NORMAS NTE INEN y API 650, lo que sería de gran utilidad para evitar contratiempos en el almacenamiento de agua en una estación piloto, para su posterior inyección o reinyección en pozos petroleros.

El cálculo y diseño de un tanque de almacenamiento de agua de formación (80 M barriles) se realiza en función de la producción diaria de crudo, porcentaje de agua y sedimentos que la conforman, y, la gravedad API del petróleo producido, tomando en cuenta que esta agua será usada para la inyección y reinyección en pozos petroleros cercanos.

Se selecciona el tipo de tanque de almacenamiento. Se dimensiona el tanque en función de parámetros de diseño y necesidades del campo. Se implementan los accesorios respectivos y exigidos. Se determinan los materiales a emplearse de acuerdo a las normas nacionales e internacionales.

Palabras claves: Optimización – Sedimentos – Estación Piloto – Agua de Formación

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“OPTIMIZACION DE UN TANQUE DE TECHO FIJO BASADO EN EL
PORCENTAJE DE AGUA Y SEDIMENTOS PARA ALMACENAMIENTO
DE AGUA DE FORMACION EN UNA ESTACION PILOTO EN EL
ORIENTE ECUATORIANO”**

Autor: Alex Ronny Guachamin Santistevan

Tutor: Ing. Raúl Morgner Mangold, MSc.

ABSTRACT

The purpose of this research project is the optimal design of a storage tank for the training water service whose operation is reliable, efficient and safe during its useful life, complying with the quality standards NORMAS NTE INEN and API 650 , which would be very useful to avoid setbacks in the storage of water in a pilot station, for its subsequent injection or reinjection in oil wells.

The calculation and design of a formation water storage tank (80 M barrels) is made according to the daily production of crude oil, percentage of water and sediments that make it up, and, the API gravity of the oil produced, taking into account that this water will be used for injection and reinjection in nearby oil wells.

The type of storage tank is selected. The tank is dimensioned according to design parameters and field needs. The respective and required accessories are implemented. The materials to be used according to national and international standards are determined.

Key words: Optimization - Sediments - Pilot Station - Training Water

INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente proyecto de investigación es diseñar un tanque de almacenamiento para agua de formación aplicando la NORMA API 650, en una estación piloto en el campo Shushufindi, con una capacidad de 80000 barriles, este diseño surge debido a la necesidad de utilizar la disponibilidad del agua para su posterior inyección o reinyección de pozos petroleros.

Para conocer la situación del campo en estudio se incluye la descripción y ubicación geográfica del campo en estudio, como marco legal se pone a consideración el Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas, la Norma API, Normas NTE INEN 1536:98, Norma CEPE SI OO6, Código ASTM, Código ASME, Reglamentación NFPA, STANDARD API 650, STANDARD API 2555. Además se muestran los conceptos básicos, los materiales empleados y las consideraciones de diseño en tanques de almacenamiento.

Se presentan los resultados obtenidos del diseño del tanque de almacenamiento con capacidad para 80000 barriles de agua de formación proveniente de los pozos del campo shushufindi.

Se da a conocer las pruebas de calidad de las soldas empleando ensayos no destructivos, entre estas se tiene: Pruebas hidráulicas, control de la verticalidad y asentamiento del tanque, programa de aplicación de pinturas, calibración y requerimiento de escaleras.

Finalmente se presenta el balance económico y las respectivas conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. Planteamiento del problema

En el año 1968 se perforó el pozo Shushufindi 1, con una profundidad de 9772 pies, comenzando su producción en agosto de 1969 con 2496 BFPD. Todo el campo alcanzó la más alta producción promedio, esto es 126.000 barriles de petróleo por día, BPPD, en agosto de 1986. Este yacimiento se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente Ecuatoriano, entre las provincias de Sucumbíos y Napo, su producción proviene de los yacimientos T y U, pertenecientes al Cretácico y pre Cretácico de la formación Napo. Se estima un volumen de reservas de petróleo de $3,7 \times 10^6$ de barriles aproximado de producción.

Según pruebas iniciales de producción el petróleo extraído tenía una gravedad de 26,6° API en el yacimiento U y 32,5° API en el yacimiento T. En la actualidad la gravedad promedio es de 27,1° API. El campo cuenta con 9 estaciones: Central, Drago, Drago Este, Drago Norte, Norte, Suroeste, Sur, Condorazo y Aguarico. El 29 de marzo de 2011 la producción total del campo era de 51388 BPPD y el BSW superaba el 50%.

En enero del año 2012 la empresa pública EP PETROECUADOR y el Consorcio Shushufindi firmaron un contrato por 15 años de asociación conjunta de servicios integrados, operada por Schlumberger para manejar la producción de este campo. En agosto de 2014 se había incrementado la producción de petróleo en un 60% debido a la perforación de 70 pozos nuevos que entraron en un proceso de mantenimiento y 60 remediales, lo que demandó la construcción de una planta de tratamiento de agua como proyecto piloto para la inyección de este líquido.

Por efecto del incremento de agua de formación en este campo petrolero y aprovechando su disponibilidad, urge incorporar otro tanque para su almacenamiento, construido con tecnología avanzada que cumpla con normas estándares de calidad, tanto nacionales (NTE INEN) como internacionales (NORMA API650), el cual deberá ser de 80.000 barriles de capacidad.

1.2. Justificación

El presente proyecto tiene como finalidad el diseño óptimo de un tanque de almacenamiento para el servicio de agua de formación cuyo funcionamiento sea confiable, eficiente y seguro durante su tiempo de vida útil, cumpliendo con las normas de calidad antes mencionadas, lo que sería de gran utilidad para evitar contratiempos en el almacenamiento de agua en una estación piloto, para su posterior inyección o reinyección en pozos petroleros.

Por su relevancia, aportará con información valiosa y conocimientos nuevos, obtenidos en el desarrollo del proyecto, que serán posteriormente transmitidos a los estudiantes de la Carrera de Ingeniería en Petróleo de la UPSE e instituciones afines.

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo General

- ❖ Diseñar un tanque de almacenamiento para agua de formación aplicando la NORMA API 650, en una estación piloto, con capacidad de 80.000 barriles.

1.3.2. Objetivos Específicos

- ❖ Seleccionar el tipo de tanque de almacenamiento.
- ❖ Dimensionar el tanque en función de parámetros de diseño y necesidades del campo.
- ❖ Implementar los accesorios respectivos y exigidos.
- ❖ Determinar los materiales a emplearse de acuerdo a las normas nacionales e internacionales.

1.4. Hipótesis

El cálculo y diseño de un tanque de almacenamiento de agua de formación (80 M barriles) mediante la aplicación de las NORMAS NTE INEN y API 650, en una estación piloto se realizará en función de la producción diaria de crudo, porcentaje de agua y sedimentos que la conforman, y, la gravedad API del petróleo producido, tomando en cuenta que esta agua será usada para la inyección y reinyección en pozos petroleros cercanos.

1.5. Variables

1.5.1. Variable Independiente

Diseño de un tanque de almacenamiento para agua de formación en una estación piloto del Oriente Ecuatoriano de 80.000 barriles de capacidad.

1.5.2. Variable Dependiente

Normas NTE INEN y API 650

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Marco referencial

2.1.1. Antecedentes

Las actividades de producción petrolera en el Oriente Ecuatoriano tienen aproximadamente 50 años. La principal característica en el proceso de extracción de hidrocarburos es la producción de agua de formación, la que ha venido incrementando durante estos últimos años hasta alcanzar un porcentaje mayor del 50%. Este incremento se debe mayormente a la presencia de acuíferos en la zona de producción o por la declinación de presión en este yacimiento.

La disposición de agua de formación ha generado el interés de utilizar diversas técnicas de recuperación secundaria de hidrocarburos, una de las cuales consiste en reinyectar este líquido al yacimiento para mejorar la producción de hidrocarburos.

Antes de reinyectar el agua al yacimiento, debe cumplirse ciertas especificaciones, entre las cuales se tienen las siguientes: contenido bacteriano, aceite, oxígeno, sólidos suspendidos y trazas de compuestos de hidrocarburos. Estos factores influyen en la disminución de la presión en el cabezal del pozo e impiden el flujo de fluidos de reinyección, por lo que se requiere que el agua sea tratada para evitar los problemas de taponamiento de tuberías de conducción, presencia de sustancias corrosivas o erosionantes, bacterias y otros problemas operativos.

2.1.2. Descripción del campo

El campo Shushufindi es uno de los más grandes productores de petróleo crudo en el Oriente Ecuatoriano; para un mejor manejo de las actividades extractivas se encuentra conformado por las siguientes estaciones de producción: Central, Drago, Drago Este, Drago Norte, Norte, Suroeste, Sur, Condorazo, Aguarico.

2.1.3. Ubicación Geográfica del campo

Está localizado en la provincia de Sucumbíos, al Nor-Oriente de la región Amazónica Ecuatoriana, posee un área total de 174,82 Km².

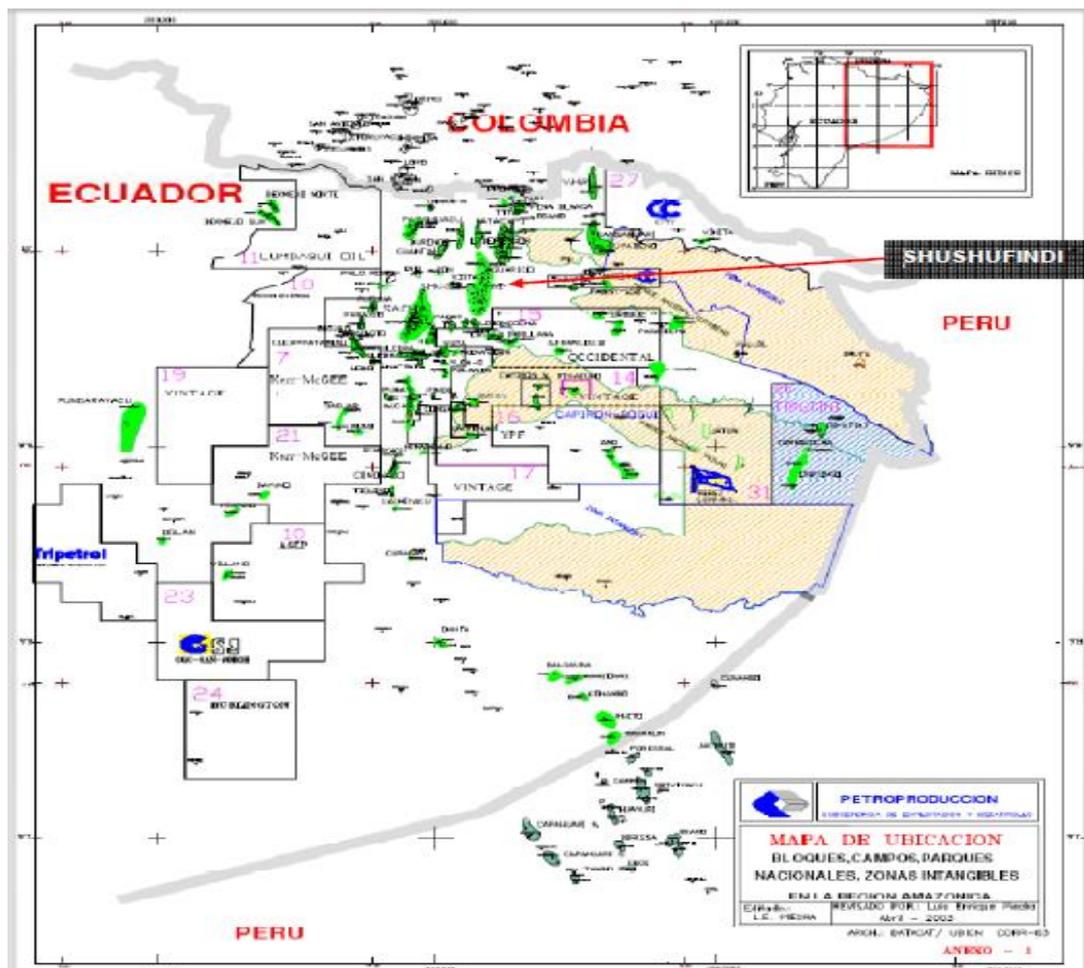


Fig.1: Ubicación geográfica del Campo Shushufindi

Fuente: Departamento de Proyectos Especiales.

La figura 1 muestra la ubicación geográfica del campo Shushufindi. Limita: al Norte con los campos Libertador y Atacapi; al Sur con los campos Limoncocha y Pacay; al Este con la falla inversa del Cretácico Napo; y, al Oeste con el campo Sacha.

2.2. Marco Legal

Las normativas legales que rigen para este proyecto investigativo se basan en estándares y códigos reconocidos a nivel internacional, los mismos que regulan, según su categoría de investigación o desarrollo tecnológico, en el diseño, fabricación, montaje, inspección, pruebas y mantenimiento de tanques de almacenamiento de productos en la industria petrolera. Todos estos aspectos se encuentran estipulados en las normativas siguientes:

2.2.1. Reglamento Ambiental para operaciones Hidrocarburíferas

“El Reglamento Ambiental para operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador especifica el adecuado manejo y tratamiento de descargas líquidas, la disposición final del agua de formación puede ser como inyección en pozos no productivos y reinyección para mantenimiento de presión como recuperación secundaria.” (Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas).

2.2.2. Norma API

Para el diseño y construcción de equipos utilizados en la industria petrolera se tienen varias normas emitidas por instituciones que regulan la correcta aplicación de estas actividades, como el “Instituto Americano del Petróleo”, el cual designa la especificación “**STANDARD A.P.I. 650**” para el diseño y construcción de tanques nuevos de almacenamiento a presión

atmosférica; esta norma rige en algunos países del mundo, incluido Ecuador.

Si bien es cierto la norma API cubre el diseño de los tanques para almacenamiento de fluidos líquidos, dispone que sean construidos de acero, en cuyo fondo debe constar una cama de concreto, arena o asfalto, se requieren otras normativas o accesorios; por ejemplo, para la adquisición de los materiales se utilizará la Norma ASTM, para la seguridad la NFPA, para soldadura se toman en cuenta las reglamentaciones ASME.

2.2.3. Norma NTE INEN 1536:98

Norma Técnica Ecuatoriana Instituto Ecuatoriana de Normalización. -

Esta norma establece los requisitos que deben cumplir las plantas de almacenamiento y envasado de gas licuado de petróleo (GLP), con unidades de almacenamientos estacionarios, para salvaguardar la seguridad y reducir el riesgo de incendio y/o explosión. Se aplica a todas las instalaciones, en tanques estacionarios de almacenamientos y/o plantas de envasados.

Cada tanque se instalará sobre una base resistente a la carga, esto es, que soporta el peso del tanque y el peso máximo de la capacidad total del agua. La base se construirá en conformidad con las NTE INEN pertinentes y con las dispuestas en el Código Ecuatoriano de la Construcción.

2.2.4. Norma CEPE SI 006

Regula las distancias mínimas de seguridad que deben contemplarse en la construcción de sistemas de almacenamientos, transporte y

procesamiento de hidrocarburos, Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana.

2.2.5. Código ASTM

Por sus siglas en ingles A.S.T.M. (American Society for Testing and Material) significa Sociedad Americana de Pruebas y Materiales, entidad encargada de desarrollar normativas y estándares para las características y eficiencia de los materiales, suministros, productos y procesos de prueba a nivel industrial, tiene injerencia directa en la industria petrolera y petroquímica. Este código se basa exclusivamente en especificar la utilización de los materiales; además, determina diversas condiciones, tales como: tipo de material, temperatura de trabajo, espesores mínimos, esfuerzos permisibles, y otros.

2.2.6. Código ASME

Por sus siglas en ingles A.S.M.E. (American Society of Mechanical Engineers) significa Sociedad Americana de Ingeniería Mecánica, entidad encargada de dar los lineamientos para alcanzar la correcta unión y/o soldado de materiales. La sección IX de este código, establece el procedimiento para la soldadura de acuerdo a la clasificación de la junta, además señala que todo operador deberá contar con el certificado que lo acredite como soldador calificado para realizar trabajos de soldadura con respecto de su clasificación. Las soldaduras deben ser sometidas a diversos ensayos y pruebas entre las cuales se tiene: dureza, radiografiado, ultrasonido, penetración de líquidos, y otros.

2.2.7. Reglamentación N.F.P.A.

Por sus siglas en ingles N.F.P.A. (National Fire Protection Association) significa Asociación Nacional de Protección de Fuego, entidad encargada

de difundir sobre sistemas de seguridad contra incendios. Para que los líquidos puedan ser almacenados en los tanques, es preciso conocer los riesgos y contar con los correctos sistemas de seguridad para prevenir o evitar posibles incendios o explosiones.

Esta reglamentación está basada en diferentes procesos, donde se determinan los temas relacionados a los materiales a ser usados en las industrias para el sistema contra incendios, los cuales están regulados por los códigos Eléctrico Nacional, Prevención de Fuego, Seguridad Industrial y el código Nacional de Alarmas de Incendio.

2.2.8. STANDARD API 650

Tanques nuevos de acero soldados para almacenamiento de petróleo. - Esta norma es conocida a nivel mundial y aplicada en los países dedicados al diseño y construcción de tanques para la industria petrolera y petroquímica, rige los diseños de tanques de almacenamiento construidos con láminas de acero soldados según las condiciones y requerimientos, con presiones internas que no excedan de la presión atmosférica. No establece el tamaño del tanque permitido, su objetivo es ayudar a fabricantes y usuarios en la selección, fabricación, montaje y operación de tanques.

El alcance de esta especificación cubre los requerimientos mínimos de los materiales a utilizar y las pruebas o ensayos no destructivos para tanques de acero cilíndricos verticales cerrados o abiertos en su parte superior, construidos en diversos tamaños y capacidades.

La tabla N° 1 muestra las 10 secciones y los 27 apéndices que conforman esta norma.

Secciones	
Sección 1	Alcance de la Norma
Sección 2	Referencias Normativas
Sección 3	Términos y definiciones
Sección 4	Materiales
Sección 5	Diseño
Sección 6	Proceso de fabricación
Sección 7	Montaje
Sección 8	Procedimiento de inspección
Sección 9	Procedimientos de soldadura y calificación de soldadores
Sección 10	Identificación de tanque-Comercialización
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 sobre aspectos técnicos
Apéndice E	Menciona los factores sísmicos que deben ser considerados en el diseño
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 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

Tabla N°1. Secciones y Apéndices que conforman API 650.

Fuente: API 650 Welded Tanks for Oil Storage.

2.2.9. STANDARD API 2555

Métodos para la calibración de tanques de líquidos. - Esta normativa rige los procedimientos de calibración de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, de tamaños superiores a un barril o de recipientes para introducir o evacuar grandes cantidades de líquido.

2.3. Marco contextual

2.3.1. El petróleo

La palabra petróleo etimológicamente viene del latín *petra* que significa piedra y *óleum*, cuyo significado es aceite, por lo que es conocido como aceite de piedra. Es una mezcla de hidrocarburos, compuesto principalmente por carbono e hidrógeno, en menor proporción contiene otros tales como: Nitrógeno, Oxígeno, Azufre y trazas de metales (Vanadio, Hierro, Níquel, etc.)

Entre las principales propiedades del petróleo se tienen: es un líquido natural inflamable; el color varía de acuerdo al contenido de azufre y otros elementos; su olor es parecido al querosén.

El petróleo se encuentra en yacimientos subterráneos, en diversas partes del planeta, en estructuras geológicas conocidas como cuencas sedimentarias, las que se encuentran formando capas sobrepuestas una sobre otra, según la edad geológica, desde la más antigua a la más reciente. Es considerado como una fuente de energía no renovable y sirve de materia prima para la elaboración de pinturas, telas, medicinas, plásticos, jabones y muchas sustancias empleadas en la vida cotidiana como los cosméticos. También se lo utiliza para fines industriales. Los principales productos del petróleo, considerados como combustibles, son

obtenidos mediante el proceso de destilación, tal es el caso de la gasolina, diésel, y otros.

La figura 2 muestra los yacimientos en donde el petróleo se encuentra junto al gas y el agua de formación.

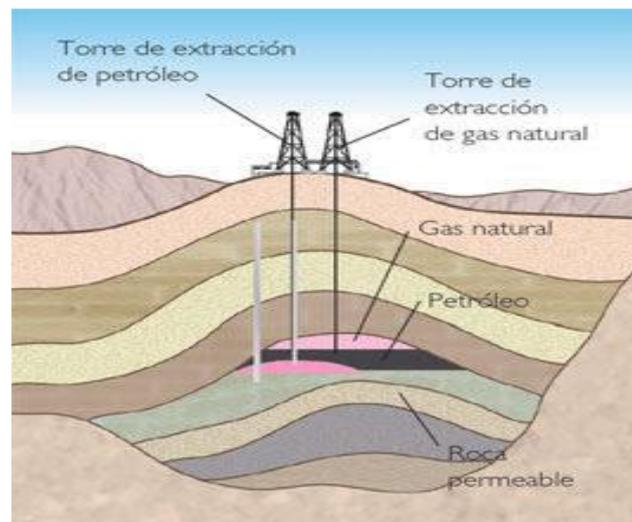


Fig.2: Yacimiento Petrolífero

Fuente: Composición y características del Petróleo. Yacimientos y Extracción.

2.3.2. Agua de formación

Se la conoce también como agua de producción, se encuentra en los yacimientos hidrocarbúricos, en forma de emulsión con el crudo o simplemente sola. En las profundidades, generalmente todas las rocas porosas contienen algún tipo de fluido que en su mayor parte es agua, en estas rocas porosas se alojan los hidrocarburos después de su formación y posterior migración. El agua de formación pasa a ocupar los espacios porosos dispuestos sobre los fondos de corrientes marinas y lagos antiguos. Esta agua se encuentra comúnmente asociada al petróleo en casi todos los yacimientos productivos.

El agua de formación ha arrastrado y disuelto todo tipo de minerales presentes en diferentes tipos de rocas durante largos periodos geológicos, esto se debe a la presión y temperatura de formación, y por ser considerado como disolvente universal. Debido al tiempo que ha permanecido bajo estas condiciones, ocasiona la disolución de las sales y mantienen los diversos iones contenidos en las mismas para lograr un equilibrio químico.

El contenido de agua de formación en la producción disminuye significativamente el valor comercial del activo hidrocarburífero, también dificulta las operaciones provocando daños en los equipos. Las muestras tomadas del agua de formación son de mucha utilidad porque proporciona información sobre la calidad del agua, así se puede estimar la rentabilidad de los campos petroleros.

Sus propiedades varían entre un yacimiento y otro, incluso hasta en un mismo yacimiento. Su composición depende de varios parámetros, entre los cuales se tienen: mineralogía de la formación, ambiente depositacional, migración de fluidos, historial de presión y temperatura. Bajo estas condiciones las propiedades del agua están sujetas a variaciones a lo largo del tiempo debido a: el contacto e interacción entre el agua y la roca; la producción de petróleo y posterior reemplazo de los fluidos por agua proveniente de otras formaciones; el agua inyectada y los químicos o sustancias empleadas en la inyección de otros fluidos.

Una vez iniciada la explotación petrolera, mediante los pozos productores, el agua de formación junto al petróleo tiende a salir hacia la superficie debido a la variación de presión y temperatura. Esta caída de presión y temperatura del agua que se encontraba en condiciones de yacimiento hace que se convierta en sobresaturada en toda la tubería de producción y en superficie. Es decir que tanto las condiciones de presión y temperatura, al igual que el contacto con las paredes de la tubería de

producción, ocasionan el efecto de emulsión entre el agua de formación y el petróleo.

2.3.3. Disposición final

En la actualidad existe un mayor control en los problemas ambientales ocasionados por las actividades hidrocarburíferas, esto se debe al deterioro del ecosistema causado por los anteriores estilos de disposición final, lo que ha llevado a modificar las normativas para regular el manejo del agua de formación.

La producción promedio de petróleo se mide, históricamente, en razón de la producción diaria de crudo junto con la del agua, durante la vida útil de los pozos petroleros y también con cantidades significativas de sólidos suspendidos, sales disueltas, metales e hidrocarburos pesados que al entrar en contacto con el ambiente pueden causar graves daños al ecosistema.

A continuación, se describen cada una de las técnicas utilizadas para la disposición final del agua de formación:

Descarga sin control a la superficie.- Consiste simplemente en extraer el agua de formación y depositarla en el suelo, contiene cierta cantidad de petróleo que es depositada, sin considerar los efectos producidos al ambiente como la contaminación del agua potable y de la capa fértil del suelo, quedando inutilizable debido al contenido de sales y otras sustancias en el del agua de formación.

Descarga sin control en agua dulce.- La excesiva descarga de agua de formación hacia los ríos, arroyos y lagos provoca la contaminación de estos cuerpos de agua; además, genera la destrucción de todas las especies acuáticas, creando paisajes deplorables. Estas corrientes

inducen considerablemente en la contaminación de otras fuentes de aguas.

Descarga controlada en la superficie.- Esta técnica es usada principalmente en los Estados Unidos de América. El agua de formación se utiliza para regar los caminos rurales en el invierno y se aprovecha su contenido salino para derretir el hielo, granizo y nieve. La descarga controlada en la superficie también se efectúa en diversas zonas desérticas del mundo donde se riega esta agua para asentar el polvo de los caminos con riesgo ambiental.

Descarga controlada en aguas superficiales.- Consiste en ejercer el control de todas las sales disueltas en el agua de formación, para emplearla en los alimentos del ganado; en ciertas partes se la utiliza para zonas de descarga en poblaciones aledañas y en el uso general del agua en el sector.

Evaporación.- En zonas desérticas donde las corrientes de evaporación son elevadas, el agua de formación es colocada en grandes fosas donde se deja cierto tiempo para que se evapore. Luego el agua se purifica, excepto los sólidos disueltos y sales que se mantienen en la fosa. Seguidamente, se retiran estos sólidos aplicando procesos de seguridad.

Descarga sin control en ambientes marino costeros.- Este procedimiento de descarga se ha llevado a cabo en razón de la localización de muchos campos o estuarinos petroleros. Con el transcurrir del tiempo se han concentrado grandes cantidades de metales y aceites pesados en el lecho marino ocasionando contaminación costera.

Descarga controlada en ambientes marino costeros.- Esta técnica consiste primordialmente en mantener el control del contenido del petróleo

y del punto de descarga; su objetivo es impedir el contacto con las aguas estancadas y sectores pequeros.

Descarga en aguas profundas.- Las descargas de agua de formación desde las plataformas off-shore han sido frecuentes. Se ha aplicado el control respectivo específicamente al contenido de petróleo.

Inyección en pozos no productivos.- Esta técnica se ha efectuado inyectando el agua por el espacio anular de pozos petroleros en diferentes campos. Su aplicación es idéntica a la inyección en pozos poco profundos, en este caso el fluido se traslada hacia la zona permeable por debajo de la primera tubería conductora. Generalmente, el control de la cementación no es el adecuado para la disposición de estas aguas; además, la tubería de revestimiento podría estar desgastada en razón del tiempo en que fue perforada.

Inyección en pozos poco profundos.- Esta técnica es muy utilizada para diversidad de zonas. El riesgo de contaminación del nivel de aguas subterráneas poco profundas aumenta continuamente conforme disminuye la profundidad de inyección.

Reinyección para mantenimiento de presión, recuperación secundaria.- El agua de formación es tratada y luego reinyectada para lograr recuperar el remanente de petróleo del campo.

Los procesos de recuperación secundaria de hidrocarburos en los yacimientos petrolíferos se llevan a cabo inyectando agua en dicho yacimiento. En ciertos campos donde es difícil conseguir agua dulce, o que su transportación sea muy costosa, se utiliza el agua de formación como alternativa comercial. La reinyección del agua de formación disminuye la contaminación ambiental.

Para que esta técnica sea eficiente, se requiere que el yacimiento sea estudiado minuciosamente asegurando su ejecución, sin que haya ningún inconveniente. Debe tomarse en cuenta que no todos los yacimientos son compatibles para la inyección de agua, esto puede ocasionar que se abandone tempranamente el pozo, resultando un gasto innecesario y pérdida económica cuantiosa.

Los estudios del yacimiento son efectuados en relación a los pozos productivos existentes considerando los siguientes datos:

- ❖ **Propiedades de las rocas.** Entre estas se tienen: saturaciones iniciales, porosidad, permeabilidad, humectabilidad, capilaridad, heterogeneidad del yacimiento, efectos de permeabilidad direccional.

- ❖ **Propiedades del fluido.** Se encuentran las siguientes: miscibilidad, viscosidad, movilidad, saturaciones irreductibles, compatibilidad.

El estudio del yacimiento es realizado por personal capacitado en esta área de la ingeniería, quienes tendrán en cuenta las siguientes situaciones: movimiento frontal, mecanismos de desplazamiento, rendimiento del barrido, movimiento del contacto petróleo-agua, y efectos sobre las capas gasíferas, de haberlas. También se deben tener en cuenta factores como: diferentes esquemas de inyección, mantenimiento de presión versus inyección del agua, variaciones de inyectabilidad, conductividad, y efectos a distintas velocidades de inyección.

Como parte final el estudio debe contar con un histograma de curvas de producción de petróleo, gas y agua para diversas condiciones de inyección. En estas curvas deberán incluirse las proyecciones de

recuperación totales del yacimiento. Los procedimientos para realizar estos cálculos varían en razón de disponibilidad, complejidad y costo.

La ejecución de un sistema de técnicas de inyección dependerá exclusivamente del factor económico, comparando la operación de producción llevada a cabo sin la reinyección de agua y el costo para el tratamiento del agua de formación; además, se deben tomar en cuenta las propuestas analizadas según el estudio del yacimiento y el costo total de operación.

2.3.4. Tanques de procesos

Los tanques de procesos son equipos donde se presentan cambios físicos o químicos para conseguir productos con diferentes características del fluido receptado en dichos tanques, atendiendo condiciones de presión externa, interna, caudal, temperatura y composición del fluido en el sitio donde se ubican las entradas y salidas.

2.3.5. Tipos de tanques de Almacenamientos

Los tanques de almacenamientos son usados para cumplir con diversas operaciones en el área industrial, entre estas se tiene: producción, transporte, tratamiento, refinación, inventarios, distribución, reservas o servicios.

La tabla 2 muestra la clasificación de los tanques de almacenamiento en función de los servicios que prestan, de acuerdo a las presiones de operación y productos que almacenan. De modo general se conocen tres tipos: tanques de techo fijo (varias formas); tanques de techo flotante (diversos sistemas); y, esferas o tanques semiesféricos (Productos Volátiles y GLP).

TANQUE	SUBDIVISIÓN
Cilíndricos con techo cónico fijo	Soportados
	Auto soportados
Cilíndricos con tapa cóncava	
Cilíndricos con techo flotante	
Cilíndricos con membrana flotante	
Tanques de techo cónico radial y esférico	
Tanques de techo flexible	
Tanques soldados	
Tanques atornillados o empernados	
Tanques remachados con techo cónico	

Tabla N°2. Tipos de tanques de Almacenamiento.

Fuente: Revelo Imelda. 2015. Diseño de tanques.

✓ **Tanques cilíndricos de techo cónico fijo soportados**

Son utilizados generalmente para el almacenamiento de petróleo crudo y productos que no emitan vapores a temperatura ambiente (baja presión de vapor). El techo posee una pendiente mínima del seis por ciento, en este caso la pendiente del techo debe tener $\frac{1}{4}$ pulgadas por cada pie o más de 1 pie, o según la consideración del cliente y puede estar soportado o auto soportado, tal como se observa en la figura 3.



Fig.3: Tanques cilíndricos de techo cónico fijo soportado.

Fuente: Ep-petroecuador

✓ **Tanques cilíndricos con techo auto-soportado**

Estos tanques de almacenamiento tienen forma cilíndrica con techo cónico fijo con la particularidad que el techo está sobrepuesto a un conjunto de vigas y columnas diseñado para soportar el peso del techo. La figura 4 muestra el conjunto bien definido de vigas en el interior del tanque, demostrando que todo el peso recae sobre el sistema de vigas.



Fig.4: Tanque cilíndrico con techo auto-soportado

Fuente: Ep-Petroecuador

✓ **Tanques cilíndricos con tapa cóncava**

Estos tanques de almacenamiento poseen una forma cilíndrica cuya tapa es diseñada en forma cóncava, se utilizan para almacenar productos que no emitan vapores a temperatura ambiente (baja presión de vapor), como para servicio de GLP, gasolina, y otros. La figura 5 muestra un tanque cilíndrico con tapa cóncava.



Fig.5: Tanque cilíndrico con tapa cóncava

Fuente: Revelo Imelda. 2015. Diseño de tanques

✓ **Tanques cilíndricos con techo flotante**

Su diseño es idéntico a los tanques de techo fijo, tal como se observa en la figura 6, pero existe una diferencia con el techo, el cual es soportado por el propio fluido almacenado. El techo flotante puede estar ubicado dentro del propio tanque o se lo puede encontrar a cielo abierto, compuesto por una membrana situada sobre el producto almacenado, sin que exista ningún espacio liberado entre el fluido depositado y la membrana flotante del tanque, lo cual ocasiona que se alcance la presión atmosférica en el tanque; se los utiliza para el almacenamiento de productos livianos y pesados, tales como gasolina, diésel, y otros.

En todos los casos el tanque consta de un sello ubicado entre la membrana y el cuerpo del tanque, impidiendo así pérdidas de fluidos por evaporación.



Fig.6: Tanque cilíndrico con techo flotante

Fuente: Ep-Petroecuador

✓ **Tanques cilíndricos con membrana flotante**

Estos tipos de tanques tienen la particularidad de utilizar membranas que evitan que haya espacio entre el fluido almacenado y el casco como techo, el cual es fabricado de aluminio o polímeros patentados, donde se coloca la membrana flotante en el interior del tanque con la finalidad que flote sobre el fluido, disminuyendo la concentración de gases y la vaporización del fluido almacenado. La figura 7 muestra el esquema de un tanque cilíndrico con membrana flotante.

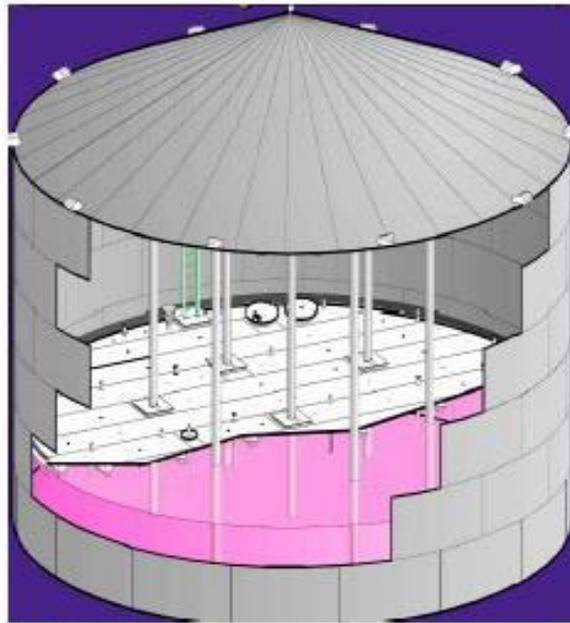


Fig.7: Tanques cilíndricos con membrana flotante

Fuente: Revelo Imelda. 2015. Diseño de tanques.

✓ **Tanques de techos cónicos radiales y esféricos**

Estos tanques son empleados no para almacenar petróleo crudo, sino para retener productos que tienen grandes presiones de vapor, tal es el caso del GLP. El gas licuado de petróleo no se puede almacenar fácilmente a la presión atmosférica, si esto sucediera se necesitarían tanques enormes que operen a temperaturas de -42°C , debido a esta forma compleja de almacenamiento, se utilizan recipientes de forma cilíndrica, también llamados bombonas, diseñados para mantener las condiciones de presión interna de aproximadamente 15 Kg/cm^2 y a temperatura ambiente.

Para su diseño se requiere acotar normas API; además del código ASME sección VIII. La figura 8 muestra el tanque de techo esférico utilizado para almacenar GLP.

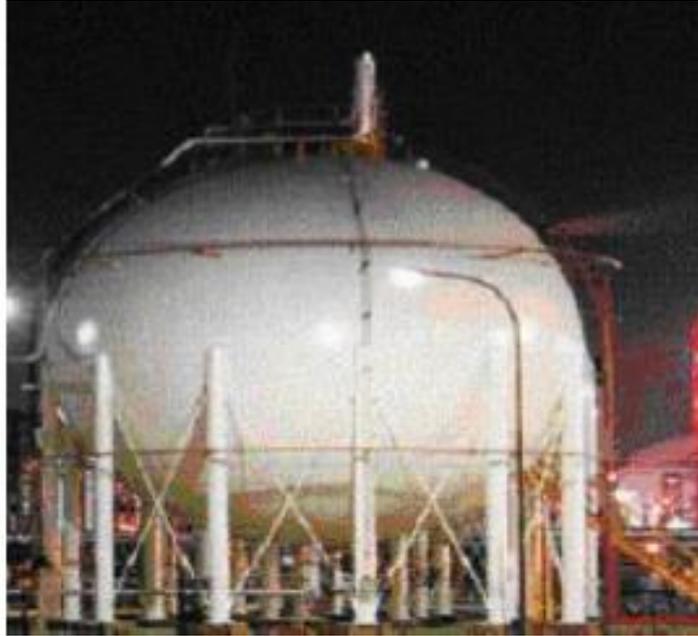


Fig.8: Tanque de techo esférico

Fuente: Revelo Imelda. 2015. Diseño de tanques.

✓ **Tanques de techo flexible**

Están diseñados para reducir las pérdidas de vapor debido a las frecuentes variaciones de temperaturas. El techo está cubierto con láminas de acero flexible, lo cual permite expandirse o contraerse con respecto a la presión de operación del tanque, reduciendo significativamente los efectos de evaporación del fluido almacenado.

Los techos indicados tienen incorporadas válvulas de control, las mismas que se abren exclusivamente cuando el techo se eleva a una altura prefijada; dichos tanques son utilizados preferentemente cuando los fluidos van a ser almacenados por largos periodos de tiempo, tal como se observa en la figura 9.



Fig.9: Tanque de techo flexible

Fuente: Ep-Petroecuador

✓ Tanques soldados

Son tanques que sirven para almacenar grandes volúmenes de fluidos que van desde 65000 hasta 350000 Bbls. Su estructura consta de láminas de acero soldadas entre sí eléctricamente en el sitio elegido para su construcción, tal como se muestra en la figura 10. Siendo los más utilizados en nuestro país.



Fig.10: Tanques soldados

Fuente: Revelo Imelda. 2015. Diseño de tanques.

✓ **Tanques empernados**

Poseen una capacidad de almacenamiento comprendida entre 30 y 10000 Bbls. Su configuración permite que sean fáciles de transportar (figura 11), por esta razón se los utiliza en instalaciones provisionales por emergencias.



Fig.11: Tanque empernado

Fuente: Revelo Imelda. 2015. Diseño de tanques.

✓ **Tanques remachados con techo cónico**

Estos tanques son de acero, sirven para almacenar grandes cantidades de petróleo en las estaciones de los campos y en los patios de la refinería, construidos con láminas de acero ensambladas en el campo, tal como se muestra en la figura 12.

Las planchas están remachadas unas sobre otras, al igual que las láminas situadas en el techo y fondo del tanque. Poseen una capacidad de almacenamiento que va desde los 240 hasta los 134000 Bbls, según las normas NTE INEN y API. En nuestro país se encuentran pocos tipos de estos tanques en instalaciones antiguas.



Fig.12: Tanques remachados con techo cónico

Fuente: Revelo Imelda. 2015. Diseño de tanques

2.3.6. Tipos de techos

Considerando la norma A.P.I. 650, se puede clasificar a los tanques de almacenamiento de acuerdo al tipo de techo, en la forma siguiente:

❖ Techo fijo

Son utilizados para el almacenamiento de productos no volátiles o no inflamables, entre los cuales se tiene: agua, petróleo crudo, residuos, asfalto, diésel, y otros. Cuando se almacenan otros tipos de productos, pueden provocar una merma en la masa facilitando e incrementando la presencia de vapor, lo cual puede resultar altamente peligroso de no tomarse las medidas del caso (mantenimiento del sistema de las válvulas de alivio).

❖ **Techo flotante**

Se emplean para contener productos con alto contenido de volátiles, entre los cuales se tienen: alcoholes, gasolinas y todo tipo de combustibles livianos.

Dichos tanques fueron diseñados para anular el espacio libre entre el fluido almacenado y el techo, eliminando la presencia de vapor; proporcionan un contorno aislado para la superficie del fluido, disminuyendo la transferencia de calor del contenido almacenado durante las épocas en que la temperatura ambiente es alta, de esta forma evita la evaporación del fluido y, por ende, la contaminación ambiental, reduciendo los riesgos que se tienen cuando se almacenan agentes altamente inflamables.

❖ **Sin techo**

Se usan para almacenar productos no contaminantes y que no se evaporicen a la atmosfera, entre estos se tienen: agua residual, agua potable y para sistemas contra incendios. Su diseño se lleva a cabo mediante el cálculo especial del anillo de coronamiento o refuerzo.

2.3.7. Materiales a emplear

Para que el diseño y construcción de un tanque de almacenamiento sea eficiente es necesario elegir los materiales apropiados dentro de una gama de aceros disponibles en el mercado, por lo cual es conveniente conocer el listado de materiales con sus respectivas aplicaciones. En el anexo A se muestra la clasificación de los mismos.

Normas A.S.T.M.

A-36.- Acero Estructural, para espesores menores a 1,5 pulg. Usados para ensamblaje de elementos estructurales del tanque.

A-131.- Acero Estructural.-

GRADO A: Para espesores menores a 0,5 pulg.

GRADO B: Para espesores menores a 1 pulg.

GRADO C: Para espesores menores a 1,5 pulg.

GRADO EH36: Para espesores menores a 1,75 pulg.

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

GRADO C: Para espesores menores a 1 pulg, usados para perfiles estructurales: pared, fondo, techo y accesorios del tanque.

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

GRADO C: Para espesores menores a 1 pulg. Empleado para la construcción del tanque, pero su costo es relativamente alto.

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

GRADOS 55, 60, 65 y 70. Empleados para espesores menores a 1,5 pulg. Material de alta calidad y con costo relativamente elevado, recomendados cuando se requieren esfuerzos de alta tensión.

A-53.- Grados A y B, para tuberías, en general.

A-105.- Forja de acero al carbón para accesorios de acoplamiento de tuberías.

A-106.- Grados A y B, tubos de acero al carbón sin costura para servicios de alta temperatura. Son materiales de fácil adquisición, cumplen con los requerimientos exigidos por sus propiedades y costos.

A-181.- Forja de acero al carbón para usos en general.

2.3.8. Materiales para soldaduras

Para la suelda de materiales correspondientes a esfuerzos mínimos a la tensión menores de 80000 lb/pulg², los elementos de los electrodos de arco manuales tienen la clasificación AWS: E-60XX y E-70XX.

Para suelda de materiales correspondientes a esfuerzos mínimos a la tensión entre 80000 y 85000 lb/pulg², el electrodo de arco manual debe estar hecho de material E80XX-CX.

Además, deben considerarse diversos tipos de materiales que pueden ser aplicados por otros códigos, estándares o normas tales como: API, ASTM y CSA (Canadian Standar for Standardization).

Para realizar el diseño de un tanque de almacenamiento de hidrocarburos primero se deben especificar los procedimientos de soldaduras para cada caso. Estos procedimientos deben ser revisados para su aprobación antes de emplear cualquier arco de soldadura para cada caso en particular. En estos procedimientos debe quedar bien concretado la preparación de los elementos a soldar, también debe constar la temperatura a la que se deberá precalentar tanto los electrodos (de haberlos), como los materiales a unir.

“Todas las soldaduras serán aplicadas mediante el proceso de arco eléctrico B sumergido, arco con gas inerte o electrodos recubiertos. Estos procesos pueden ser manuales o automáticos. En cualquiera

de los dos casos, deberán tener penetración completa, eliminando la escoria dejada al aplicar un cordón de soldadura antes de seguir sobre el siguiente cordón". (Hernandez, 2008).

Estos tipos de soldaduras son mostrados en los Anexos B1 y B2. La configuración de la cara ancha de las juntas en U y en V pueden situarse tanto en el interior como en el exterior del cuerpo del tanque, esto depende de las condiciones existentes al momento de la suelda de la misma. El tanque es diseñado en dos secciones: el cuerpo y fondo cuyos cordones de suelda serán horizontales, verticales y paralelos; y, para el techo, serán radiales y/o circunferenciales.

2.3.9. Recomendaciones para procedimientos de soldaduras

Como principal factor determinante en los procesos de soldadura se tienen las dilataciones térmicas, esto es cuando se presentan deformaciones al soldar las láminas de acero del cuerpo, fondo y techo, debido al aumento de la temperatura en un rango de 2204°C hasta 3200 °C, en razón del proceso de soldadura utilizado.

Se debe tener en consideración el coeficiente de expansión térmica del material cuyo valor está en un rango de 0,01651 mm. Son cada 38°C, por lo tanto, se encogerá 1,6 mm. Si se toman en cuenta estas consideraciones y se le suma al diámetro del fondo en tanques grandes de almacenamiento o, de ser el caso, que se requiera en el cuerpo del mismo, este valor se torna considerable.

Por esta razón debe existir un procedimiento de soldadura que impida que se presenten deformaciones, estableciendo que el orden de las sueldas empiece por el centro del tanque y continúen hacia la periferia del fondo, soldando juntas longitudinales. En el caso que hubiera láminas del anillo anular, dejar para lo último las soldaduras transversales del fondo, las

cuales serán concluidas después que se hayan culminado las sueldas del primer anillo del cuerpo.

Los procedimientos que se efectúan deben tener un preciso control de las dimensiones del cuerpo. A medida que se realiza el montaje de las placas de cada anillo, debe tenerse en cuenta que las últimas soldaduras se hagan en una hora fijada del día que corresponda a la misma temperatura determinada directamente sobre la superficie del material, con la finalidad de controlar la expansión térmica que en grandes tanques de almacenamientos pueden tener un valor de 1 ½ pulg, aproximadamente.

Por este motivo deberán usarse todos los herrajes concernientes al procedimiento con el propósito de mantener las dimensiones correctas y llevar un registro detallado de las mismas para tomar decisiones técnicas en cualquier estado y realizar las correcciones necesarias, por efecto de alguna desviación fuera de tolerancia. Además, se puede dejar una lámina del primer anillo sin soldar, que puede ser utilizada como puerta para la entrada de materiales o trabajadores, la misma que será removida en caso absolutamente necesario para el ingreso de materiales extra grandes.

La soldadura de filete debe ser aplicada entre el primer anillo y la lámina anular o placa del fondo, siendo precalentada en una longitud de 12 pulg. por encima del primer anillo con un rango de temperatura comprendida entre 100°C y 150°C.

Las soldaduras de traslape de las láminas del techo solo se hacen por la parte exterior y donde existen zonas de flexión, recomendándose puntos de sueldas cada 12 pulg. por su parte interior, debido a que la doble soldadura es más perjudicial que benéfica, ya que, por el tipo de suelda a realizar, será muy difícil

evitar el socavado que reduce el espesor de la lámina de acero.
(Hernandez, 2008)

Con la finalidad de comprobar si una soldadura ha sido bien aplicada, se realizan diferentes pruebas de inspección, entre las cuales se tiene: pruebas de líquidos penetrantes, radiografías gamma, y, en ciertas ocasiones, mediante ultrasonido, siendo las radiografías las pruebas empleadas con más frecuencia, las mismas que se pueden realizar en forma total o parcial.

Además, es conveniente realizar varias pruebas de dureza en las soldaduras horizontales y verticales que se forjan durante la construcción del tanque; también, se deben tener en consideración las soldaduras reparadas y las zonas cercanas a estos cordones.

2.3.10. Boquillas en tanques de Almacenamiento

Todos los tanques de almacenamientos tienen sus respectivas boquillas, mismas que deben cumplir las mínimas exigencias requeridas para ser instaladas en estos tanques, las que a continuación se detallan:

- a. Entradas de productos;
- b. Salidas de productos;
- c. Venteos;
- d. Drenaje con o sin sumidero;
- e. Entradas de hombre; y,
- f. Conexiones para indicador y/o control de nivel

2.3.11. Entrada de hombre y accesorios

Todo tanque de almacenamiento estará provisto de, al menos, una entrada de hombre, la que puede estar en el cuerpo o en el techo. Tiene

como objetivo brindar una mejor disponibilidad para realizar labores de limpieza o mantenimiento en el interior del tanque.

Las entradas de hombre deben contar con una lámina de refuerzo, tal como se muestra en el Anexo C1, las cuales están constituidas por dos barrenas de 6,3 mm. de diámetro con cuerda para prueba, situándose estos sobre las líneas del centro, tanto verticales como horizontales, y abiertos a la atmósfera.

2.3.12. Escaleras y plataformas

Las escaleras, plataformas y barandas tienen como principal objetivo permitir que el personal disponga de un acceso hacia el techo donde está localizada la entrada de hombre y pueda realizar las actividades de mantenimiento o supervisión con mayor facilidad; además, estos equipos brindan protección y seguridad al personal.

2.4. Consideraciones de diseño

Para el diseño y cálculo de tanques de almacenamiento, el usuario deberá proporcionar los datos y la información necesaria para llevar a cabo el proyecto. La información mínima requerida (condiciones de operación y de diseño) son: volumen, temperatura, peso específico del líquido, corrosión permisible, y otros.

Dando por hecho que el usuario es el que conoce con exactitud las características del fluido que se desea almacenar y el lugar más idóneo donde se instalará el tanque, el constructor no deberá suponer estas condiciones y si así fuera, el fabricante tiene la obligación de informar al usuario, cualquier inconveniente que pueda presentarse en un futuro próximo propuesto por la compañía constructora.

El usuario deberá establecer la dirección y magnitud de las cargas externas que pueden provocar deformaciones en los tanques, de esta manera se podrán diseñar los elementos involucrados en el proyecto.

El sobre espesor por corrosión deberá ser especificado por el usuario, en todo caso afectará en el cuerpo, estructura, techo y principalmente en el fondo del tanque, porque allí se acumulan, debiendo ser considerado al efectuar el diseño de cada uno de los componentes del tanque, esto se debe a que la agresividad química es diferente para el fluido en estado líquido o gaseoso, como en algunos casos hasta en los lodos que se depositan en el fondo de los tanques.

El usuario tomará en consideración el material a utilizar en el tanque, así como elegirá sus accesorios o componentes. De no contar con la asesoría de técnicos en esta materia, consultar al fabricante y/o diseñador los materiales recomendados para que él mismo los apruebe.

El fabricante deberá cumplir con todas las especificaciones, normativas, reglamentos ambientales y convenios que acuerde con el usuario legal, los cuales deben contemplarse en el contrato respectivo, que será evaluado por el personal técnico que designe el usuario.

2.4.2. Diseño del fondo

Para el diseño del fondo de los tanques de almacenamiento se deben tener en consideración los aspectos siguientes:

Los cimientos de hormigón usados para soportar el tanque; el procedimiento que se utilizará para desalojar el producto almacenado; el grado de sedimentación de los sólidos en suspensión; la corrosión del fondo; y, el tamaño del tanque.

En conjunto, determina el empleo de un fondo plano, donde la resistencia permisible del suelo deberá ser por lo menos 3000 lb/ft².

Los fondos de los tanques de almacenamientos cilíndricos verticales son generalmente fabricados con láminas de acero, siendo su espesor menor al empleado en el cuerpo. Esto es posible para el fondo, porque se encuentra sostenido por una base de concreto, arena de río o asfalto, los cuales soportan el peso de la columna hidrostática del producto; la función del fondo es lograr la hermeticidad para que el producto no se filtre por la base.

El fondo deberá tener un diámetro mayor al diámetro exterior del tanque, por lo menos 2 pulgadas más en el ancho del filete de soldadura de la unión entre cuerpo y el fondo. Las láminas con las que se habilite el fondo deberán tener, preferentemente, un ancho de 72 pulgadas con una longitud comercial que el fabricante consiga en el mercado, las mismas que se aplicarán en el taller o en el campo, sin problemas.

El cuerpo del tanque se puede encontrar soportado por el fondo, o también por una placa anular.

Comúnmente los fondos se construyen con láminas traslapadas, con la finalidad de absorber las deformaciones sufridas por el fondo, si es que las planchas estuvieran soldadas a tope. El espesor nominal de la plancha depende exclusivamente de la construcción del tanque. El espesor especificado se basa en función de los requerimientos del montaje.

El diseño del fondo requiere de cálculos que se aplicarán mediante las ecuaciones siguientes:

$$A_{fondo} = \frac{\pi * D^2}{4}$$

Ec 1.

Donde:

A = Área del fondo, in^2

D = Diámetro del tanque in

$$A_{PL} = bh$$

Ec. 2

Donde:

A_{PL} = Área del fondo, in^2

b = Base de la placa, in

h = Altura de la placa in

2.4.3. Diseño del cuerpo

El espesor de la pared del cuerpo necesario para resistir la carga hidrostática deberá ser mayor que el calculado por las condiciones de diseño o por las condiciones de las pruebas hidrostáticas, teniendo en consideración que no puede ser menor a los indicados en la tabla 3.

Diámetro nominal en metros	Espesor mínimo en milímetros
< 15,24	4,76
15,24 < 35,576	6,35
35,576 < 60,96	7,93
> 60,96	9,52

Tabla N°3. Espesor requerido de pared del cuerpo.

Fuente: Norma API 650

En función de las condiciones de diseño, el espesor de la pared se obtiene en base al nivel del líquido, teniendo en consideración la densidad relativa del fluido especificada por el usuario. El espesor por condiciones de prueba hidrostática proporciona mejores elementos de juicio para determinar la resistencia de las láminas del fondo del tanque y, por ende, de su espesor, considerando la densidad relativa del agua. De ser

posible, el tanque deberá ser llenado para realizar la prueba hidrostática, si se presenta el caso donde el cálculo del espesor por condiciones de prueba hidrostática es mayor que el calculado por condiciones de diseño, necesariamente se tiene que usar el obtenido por condiciones de las pruebas hidrostática.

El esfuerzo, calculado en base a la carga hidrostática por cada anillo, deberá ser mayor que el permitido para el material y su espesor no será menor que el de los anillos subsecuentes. La tabla 4 muestra el esfuerzo máximo permisible de diseño y de prueba hidrostática recomendado por la norma API 650 para el diseño de tanques de almacenamientos.

ESPECIFICACIÓN	GRADO	ESFUERZO PUNTO CEDENCIA	ESFUERZO TENSIÓN	ESFUERZO DISEÑO	ESFUERZO PRUEBA
ASTM					
A - 283	C	2110	3870	1410	1580
A - 285	C	2110	3870	1410	1580
A - 131	A, B, CS	2390	4080	1600	1750
A - 36		2530	4080	1630	1750
A - 131	EH36	2580	4990	1200	2140
A - 442	55	2110	3870	1410	1580
A - 442	60	2250	4220	1500	1690
A - 573	58	2250	4080	1500	1690
A - 573	65	2460	4570	1640	1850
A - 573	70	2950	4920	1970	2110
A - 516	55	2110	3870	1410	1580
A - 516	60	2250	4220	1500	1690
A - 516	65	2460	4570	1640	1850
A - 516	70	2670	4920	1780	2000
A - 662	B	2810	4570	1830	1960
A - 662	C	3020	4920	1970	2110
A - 537	1	3510	4920	1970	2110
A - 537	2	4220	5620	2250	2410
A - 633	C, D	3510	4920	1970	2110
A - 678	A	3510	4920	1970	2110
A - 678	B	4220	5620	2250	2410
A - 737	B	3510	4920	1970	2110

Tabla N°4. Materiales más comunes y esfuerzos permisibles (Kg/cm²).

Fuente: Norma API 650

2.4.4. Diseño del techo tipo domo

Estos tipos de techos tienen la particular forma de un casquete esférico, el mismo que contiene láminas soldadas a traslape o tope. Este tipo de tapas son poco comunes por la sencilla razón que su proceso de

construcción es muy complejo, porque a que cada plancha y segmento deben instalarse con el radio de curvatura calculado, lo cual conlleva a elevar su costo y complejidad.

Los techos de tipo domo tienen variedades de diseños, tal como los del techo de tipo sombrilla el mismo que solo conserva la curvatura sobre el eje vertical debido a que sobre el circunferencial son semejantes al del tipo cónico. Las tapas comúnmente son fabricadas en grandes cantidades, facilitando así la curvatura de las planchas.

Para el cálculo de estas tapas se aplican las siguientes ecuaciones:

$$t = \frac{R}{200} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde;

T = Espesor de placa del techo in

R = Radio de curvatura (min 0,8D y max 1,3D) in

$$A = \frac{D * R}{1500} \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

A = Área de sección de soporte, in^2

D = Diámetro del tanque, in

R = Radio de curvatura, in

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de la investigación

El presente proyecto expone el uso de una metodología de estudio técnico-experimental en una estación piloto del Oriente Ecuatoriano, de esta manera puede dimensionarse el tanque de almacenamiento a partir de la producción estimada y las características del agua de formación, cumpliendo con la NORMA NTE INEN Y API 650.

3.2. Métodos y técnicas de investigación

En el desarrollo del trabajo investigativo se recopilará la información necesaria para obtener un amplio conocimiento técnico en la ejecución del presente proyecto, luego se procederá a obtener los datos generales de la producción actual de petróleo y el porcentaje de BSW del campo donde será instalada la estación piloto. Se realizarán consultas profesionales en la materia, con expertos en el tema y visitas a los campos.

El diseño y cálculo de la capacidad del volumen del tanque de almacenamiento para agua de formación, se efectuará cumpliendo con la NORMA NTE INEN Y API 650.

Se propondrá la correcta adquisición, escogimiento de los materiales y accesorios necesarios para el montaje del tanque de almacenamiento de agua de formación.

3.3. Universo y muestra

El universo del proyecto está constituido por un conjunto bien definido de 108 pozos productores del campo, donde se instalará el tanque de almacenamiento a diseñar, cuyos mecanismos de producción son los siguientes:

ESTACIÓN	POZOS		
	BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	BOMBEO NEUMÁTICO	BOMBEO HIDRÁULICO
Central	28	-	-
Drago	1	-	-
Drago Este	4	-	-
Drago Norte	5	-	-
Norte	28	-	5
Suroeste	12	1	-
Sur	18	1	-
Condorazo	1	-	-
Aguarico	3	1	-
TOTAL	100	3	5

Tabla 5: Característica de los pozos del Campo donde se instalará el tanque (estación piloto).

Fuente: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR.

La muestra está constituida por las características promedias del crudo y agua de formación de los pozos antes mencionados, donde se considera el almacenamiento de 80000 barriles de agua de formación.

CAPÍTULO IV

DISEÑO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Diseño del tanque de almacenamiento

En la actualidad en el campo Shushufindi se están implementando nuevas tecnologías con la finalidad de incrementar la vida productiva de este campo. Hasta el año 2011 el campo contaba con 108 pozos, cuyos datos de BSW se muestran en la tabla 6.

ESTACIÓN	PRODUCCIÓN			
	PETRÓLEO BPPD	AGUA BAPD	FLUIDO TOTAL BFPD	GOR PCS/BLS
CENTRAL	11706	22560	34266	376
DRAGO	388	97	485	-
DRAGO ESTE	4145	1034	5179	-
DRAGO NORTE	3726	496	4222	-
NORTE	12772	17059	29831	225
SUROESTE	3467	14458	17925	531
SUROESTE	10255	27634	37889	465
CONDORAZO	112	174	286	-
AGUARICO	4817	2595	7412	109
TOTAL	51388	86107	137495	-

Tabla N° 6: Datos de producción

Fuente: EP PETROECUADOR.

La tabla 7 muestra las propiedades del agua y el crudo de la estación piloto del campo Shushufindi.

Parámetro	Petróleo	Agua
Gravedad Específica	0,88	1,021
Viscosidad, cP	13,49	0,47
Diámetro de burbuja, um	85	350

Tabla N° 7: Propiedades del agua y el crudo

Fuente: EP PETROECUADOR.

Velocidad de asentamiento de líquido del tanque de almacenamiento

$$V_s = \frac{2 * g * r^2 * (\rho_p - \rho_l)}{9 * \mu}$$

$$V_s = \frac{2 * 981 * (42,5)^2 * (1,021 - 0,88)}{9 * 0,47} = 0,001181 \frac{cm}{seg} = 0,000465 \frac{ft}{seg}$$

$$A = \frac{Q}{V_s}$$

$$A = \frac{5,198}{0,000465} = 11177 \text{ ft}^2$$

$$D = \sqrt{\frac{4 * A}{\pi}}$$

$$D = \sqrt{\frac{4 * 11177 \text{ ft}^2}{\pi}}$$

$$D = 119,3 \text{ ft}$$

$$V_w = \frac{Q}{A}$$

$$V_w = \frac{5,198 \frac{ft^3}{seg}}{11177 \text{ ft}^2}$$

$$V_w = 0,00047 \frac{ft}{seg}$$

4.1.1. Determinación de espesores

En la selección de planchas metálicas comerciales se toma las de 8 x 20 pies por ser las de mayor área existente en el mercado.

Según la Norma ASTM para recipientes a presión se escogerán láminas de acero al carbono tipo SA-285-C.

La eficiencia de soldadura es de 0,85 debido a que estará radiografiada por zonas puntuales.

La densidad relativa del líquido del crudo a almacenar corresponde a 1,021.

Debido a la altura de la placa, cuyo valor es 8 pies, la pared estará conformada por 5 anillos. A continuación, se determinan los espesores de cada unidad:

$$t = \frac{2,6 * (H - 1) * G * D}{(21000 * E)} + \frac{1}{CA}$$

$$t_{A1} = \frac{2,6 * (40 - 1) * 1,021 * 120}{(21000 * 0,85)} + \frac{1}{16} = 0,7585 = \frac{3}{4} \text{ in}$$

$$t_{A2} = \frac{2,6 * (32 - 1) * 1,021 * 120}{(21000 * 0,85)} + \frac{1}{16} = 0,6157 = \frac{5}{8} \text{ in}$$

$$t_{A3} = \frac{2,6 * (24 - 1) * 1,021 * 120}{(21000 * 0,85)} + \frac{1}{16} = 0,473 = \frac{1}{2} \text{ in}$$

$$t_{A4} = \frac{2,6 * (16 - 1) * 1,021 * 120}{(21000 * 0,85)} + \frac{1}{16} = 0,33 = \frac{5}{16} \text{ in}$$

$$t_{A5} = \frac{2,6 * (8 - 1) * 1,021 * 120}{(21000 * 0,85)} + \frac{1}{16} = 0,187 = \frac{3}{16} \text{ in}$$

El fondo del tanque se mantiene con el espesor del primer anillo, lo cual evitará que la soldadura no se deslice: $\frac{3}{4} \text{ in}$

Para el ángulo de inclinación del techo tipo como se utilizará el valor de 22° .

$$t = \frac{D}{400 * \text{sen } \theta}$$

$$t_{min} = \frac{120}{400 * \text{sen } 22^\circ} = 0,8 = \frac{13}{16} \text{ in}$$

Área de la sección del ángulo de soporte exterior:

$$A = \frac{D^2}{3000 * \text{sen } \theta}$$

$$A = \frac{120^2}{3000 * \text{sen } 22^\circ} = 12,81 \text{ in}^2$$

$$12,81 \text{ in}^2 * \left(\frac{2,54 \text{ cm}}{1 \text{ in}} \right)^2 = 82,67 \text{ in}^2$$

4.1.2. Determinación de las planchas del cuerpo

Las planchas empleadas son las de 8 x 20 pies, llevarán una sercha de 5" producto del rolado de la placa, tal como se muestra en la figura 13.

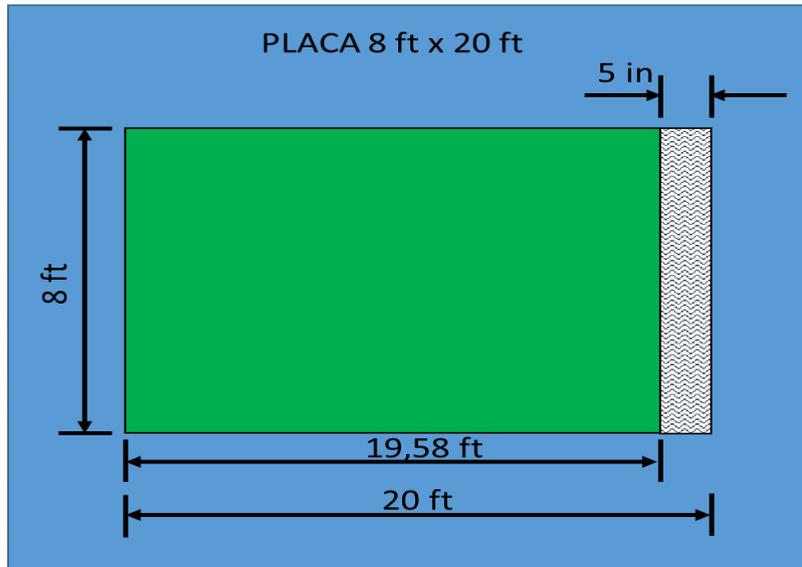


Fig.13: Dimensión de la sercha.

Fuente: Alex Guachamín.

El perímetro del cuerpo se determina mediante la siguiente ecuación:

$$p = \pi * D$$

$$p = \pi * 120 = 377 \text{ ft}$$

Longitud real de las planchas metálicas:

$$L_{RPL} = L_{original} - sercha$$

$$L_{RPL} = 20 - \frac{5}{12} = 19,58 \text{ ft}$$

Determinación del número de planchas metálicas:

$$N^{\circ}.PL'S = \frac{p}{L_{RPL}}$$

$$N^{\circ}.PL'S = \frac{377}{19,58} = 19,25 = 19 \text{ placas de } \frac{3}{4} \text{ in} + 0,25 \text{ ft} * 12 \text{ in} = 3 \text{ in}$$

Longitud de soldadura:

$$Long\ Sold = N^{\circ}.PL'S * \left(\frac{1}{16}\right)$$

$$Long\ Sold = 19 * \left(\frac{1}{16}\right) = 1,1875\ in$$

Ajustes de placa para cada anillo:

$$Long.Sold - excedente\ de\ PL$$

$$1,1875\ in - 3\ in = 1,82\ in$$

Determinación de pesos:

Primer anillo $\frac{3}{4}\ in$, peso por placa 1009,1 lb.

$$1009,1 * 19 = 19172,7\ lb$$

$$1009,1\ lb * 1 = 1009,1\ lb$$

$$19172,7\ lb + 1009,1\ lb = 20181,8\ lb$$

Segundo anillo $\frac{5}{8}\ in$, peso por placa 843,18 lb.

$$843,18\ lb * 19 = 16020,45\ lb$$

$$843,18\ lb * 1 = 843,18\ lb$$

$$16020,45\ lb + 843,18\ lb = 16863,63\ lb$$

Tercer anillo $\frac{1}{2}\ in$, peso por placa 672,73 lb.

$$672,73 \text{ lb} * 19 = 12781,82 \text{ lb}$$

$$672,73 \text{ lb} * 1 = 672,73 \text{ lb}$$

$$12781,82 \text{ lb} + 672,73 \text{ lb} = 13454,55 \text{ lb}$$

Cuarto anillo $\frac{5}{16}$ in, peso por placa 420,46 lb.

$$420,46 \text{ lb} * 19 = 7988.64 \text{ lb}$$

$$420,46 \text{ lb} * 1 = 420,46 \text{ lb}$$

$$7988.64 \text{ lb} + 420,46 \text{ lb} = 8409,1 \text{ lb}$$

Quinto anillo $\frac{3}{16}$ in, peso por placa 252,27 lb.

$$252,27 \text{ lb} * 19 = 4793,18 \text{ lb}$$

$$252,27 \text{ lb} * 1 = 252,27 \text{ lb}$$

$$4793,18 \text{ lb} + 252,27 \text{ lb} = 5045,46 \text{ lb}$$

Peso total:

$$W_t = 20181,8 + 16863,63 + 13454,55 + 8409,1 + 5045,46$$

$$W_t = 63954,55 \text{ lb}$$

4.1.3. Determinación de las planchas del fondo y techo

Al diámetro exterior del fondo se deben agregar 3" con la finalidad de poder aplicar la soldadura del primer anillo con el fondo, quedando sobresalido un segmento para facilitar el montaje de la estructura, tal como se muestra en la figura 14.

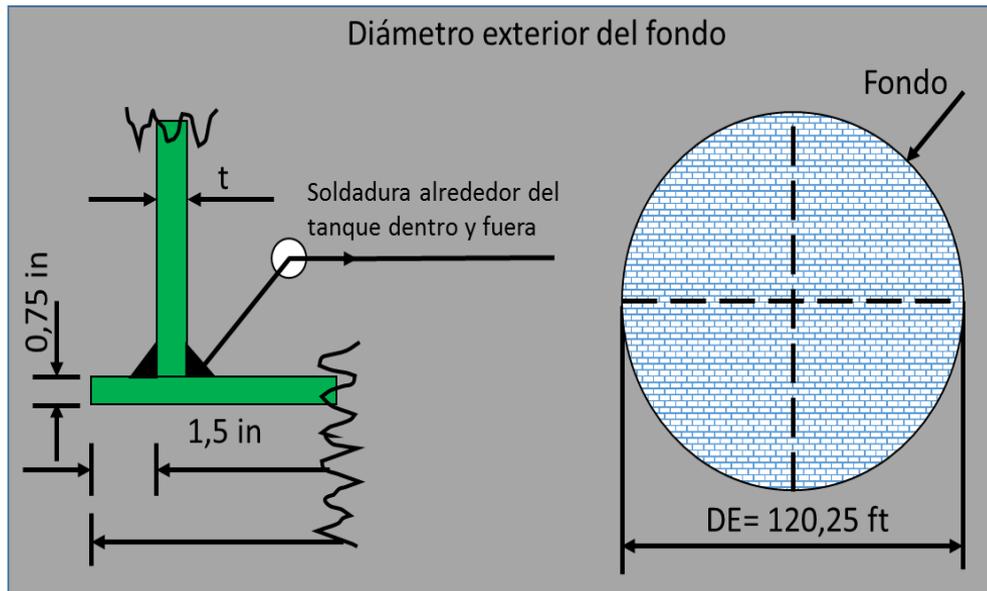


Fig.14: Diámetro exterior del fondo.

Fuente: Alex Guachamín.

Determinación del área de fondo:

$$A_{fondo} = \frac{\pi * D^2}{4}$$

$$A_{fondo} = \frac{\pi * (120,25)^2}{4} = 11357 \text{ ft}^2$$

Área de la lámina:

$$A_{PL} = b * h$$

$$A_{PL} = 20 * 8 = 160 \text{ ft}^2$$

Determinación del número de láminas:

$$N^{\circ}.PL'S = \frac{A_{fondo}}{A_{PL}}$$

$$N^{\circ}.PL'S = \frac{11357}{160} = 70,98 PL's = 71 PL's$$

Perímetro de soldadura: $P = (2 * 8) + (2 * 20) = 56 \text{ in}$

Especificación: $71 \times 20 \text{ ft} \times 8 \text{ ft} \times \frac{3}{4} \text{ in}$

Determinación del peso:

$$W_{PL} = 1009,1 \text{ lb}$$

$$W_{fondo} = 1009,1 * 71 = 71645,46 \text{ lb}$$

Para el montaje de las planchas del techo del tanque es necesario conocer una serie de dimensiones, tal como se muestra en la figura 15.

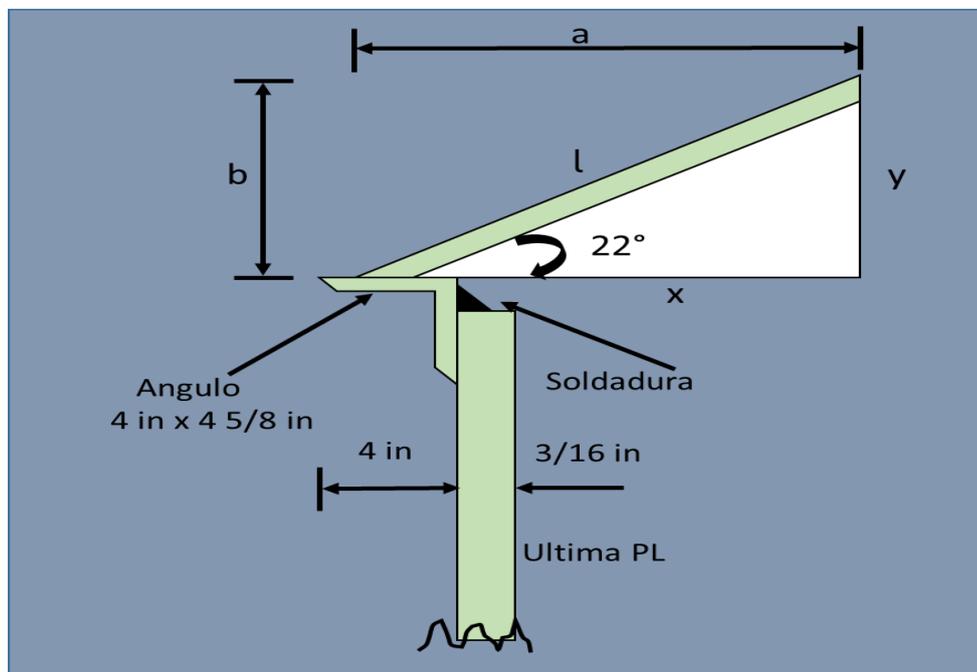


Fig.15: Colocación del techo.

Fuente: Alex Guachamín.

Cálculo del diámetro real:

$$D_R = D_1 + (2 * (Long. Ang + Esp. última PL))$$

$$D_R = 120 ft + \frac{\left(2 * \left(4 + \frac{3}{16} in\right)\right)}{12} = 120,7 ft$$

Dimensionamiento del cono:

$$x = \frac{D_R}{2} = \frac{120,7}{2} = 60,35 ft$$

$$y = x * \tan \theta = 60,35 * \tan 22^\circ = 24,38 ft$$

$$l = \sqrt{x^2 + y^2}$$

$$l = \sqrt{(60,35)^2 + (24,38)^2} = 65,09 ft$$

Área del cono:

$$A_{lateral} = \pi * x * l$$

$$A_{lateral} = \pi * 60,35 * 65,09 = 12340,2 ft^2$$

Determinación del número de placas del cono:

$$N^\circ. PL'S = \frac{A_{lateral}}{A_{PL}}$$

$$N^\circ. PL'S = \frac{12340,2}{160} = 77,13 PL's = 77 PL's$$

Especificación: $77 \times 20 \text{ ft} \times 8 \text{ ft} \times \frac{3}{16} \text{ in}$

Determinación del peso:

$$W_{PL} = 252,3 \text{ lb}$$

$$W_{techo} = 77 * 252,3 = 19425 \text{ lb}$$

4.1.4. Determinación de refuerzos de apertura

El tanque de almacenamiento contará con 7 boquillas (figura 16), las mismas que dependen de las condiciones de presión hidrostática y varían según su altura, entre estas se tiene las siguientes:

1. Registro de entrada de hombre (cuerpo del tanque)
2. Registro de entrada de hombre (techo del tanque)
3. Entrada del producto
4. Salida del producto
5. Drene
6. Venteo
7. Registro de entrada de hombre

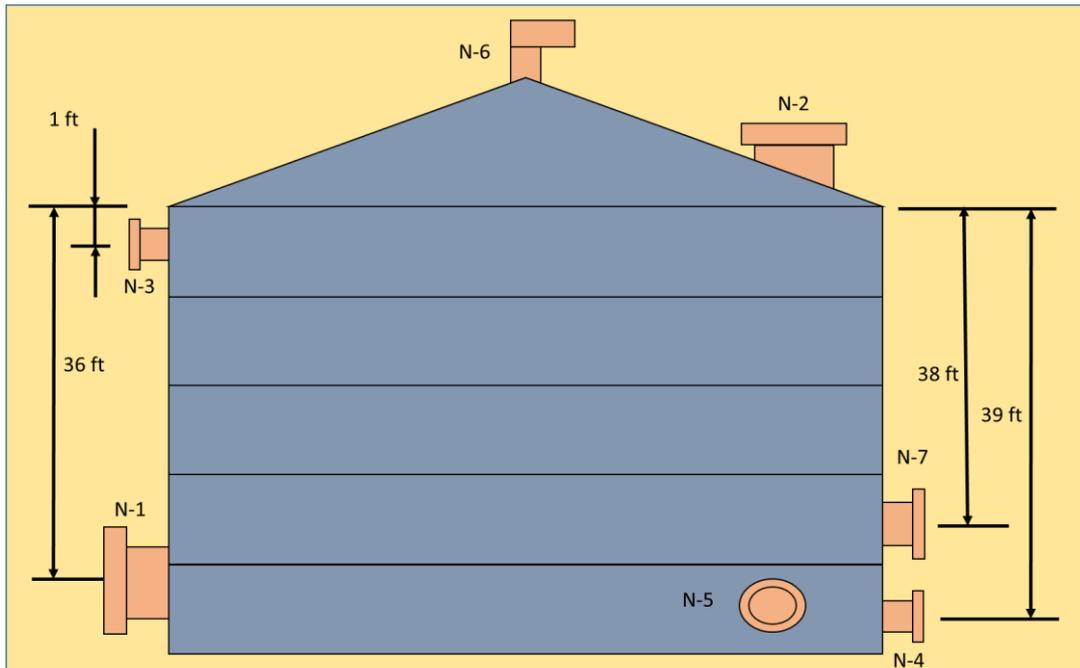


Fig.16: Posicionamiento de boquillas.

Fuente: Alex Guachamín.

Cálculo de la boquilla N° 1.

Material: SA-285-C; $S_T = 15700 \text{ PSI}$

Material del tubo: SA-53B; $S_T = 16100 \text{ PSI}$

$$D_{NOM} = 609 \text{ mm} = 24 \text{ in}$$

$$t = 0,687 \text{ in}$$

$$D_{ext} = 24 \text{ in}$$

$$D_{int} = 22,626 \text{ in}$$

$$r = \frac{D_{int}}{2} = \frac{22,626}{2} = 11,313 \text{ in}$$

Determinación de la presión de operación:

$$P = \rho * 1 * h$$

$$\rho = 63,71 \frac{lb}{ft^3}$$

$$h = 36 ft$$

$$P_1 = \left(63,71 \frac{lb}{ft^3} \right) * 1 * 36 ft = 2293.57 \frac{lb}{ft^2} * \frac{ft^2}{144 in^2} = 15,93 PSI$$

Determinación de la presión de diseño:

$$P = P_o + 30 PSI$$

$$P = 15,93 PSI + 30 PSI = 45,93$$

Determinación del espesor del recipiente base:

$$t_r = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{45,93 * 720}{(15700 * 1) - (0,6 * 45,93)} = 2,11 in$$

$$t = t_r + \frac{1}{16} in = 2,11 in + 6,25 \times 10^{-2} in = 2,1725 in$$

Determinación del espesor del tubo base:

$$t_{rn} = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{45,93 * 11,313}{(16100 * 1) - (0,6 * 45,93)} = 3,23 \times 10^{-2} in$$

$$t_n = t_{rn} + \frac{1}{16} in = 3,23 \times 10^{-2} in + 6,25 \times 10^{-2} in = 9,48 \times 10^{-2} in$$

Determinación del área de esfuerzo requerido:

$$A_{REQ} = d * t_r = 22,626 * 2,11 = 47,74 in^2$$

Determinación del área de exceso del recipiente (selecciona el mayor valor):

$$A_1 = d * (t - tr) = 47,74 * (2,17 - 2,11) = 2,984 \text{ in}^2$$

$$A_1 = 2 * (t - tr) * (tn + t) = 2 * (2,17 - 2,11) * (0,687 + 2,17) = 0,357 \text{ in}^2$$

Determinación del área de exceso de la boquilla (selecciona el menor valor):

$$A_2 = 5 * t * (tn - trn) = 5 * 2,17 * (0,687 - 0,0323) = 7,11 \text{ in}^2$$

$$A_2 = 5 * tn * (tn - trn) = 5 * 0,687 * (0,687 - 0,0323) = 2,25 \text{ in}^2$$

Determinación de la proyección al interior (selecciona la menor h)

$$h = 2 * t = 2 * 2,17 = 4,345 \text{ in}$$

$$h = 2 * tn = 2 * 0,687 = 1,374 \text{ in}$$

$$A_3 = 2 * tn * h = 2 * 0,687 * (1,374) = 1,888 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura exterior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,687 - 0,0625 = 0,624 \text{ in}$$

$$A_4 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,624)^2 = 0,39 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura interior (selecciona el menor espesor):

Base mínima de soldadura = $tn - 0,0625 = 0,687 - 0,0625 = 0,624$ in

$$A_5 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,624)^2 = 0,39 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo evaluada:

$$A_{RE} = \sum A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5$$

$$A_{RE} = 2,984 + 2,25 + 1,888 + 0,39 + 0,39 = 7,9 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo real:

$$A_{Rreal} = A_{REQ} - A_{RE} = 47,74 - 7,9 = 39,84 \text{ in}^2$$

$$A = b * h \quad b = \frac{A}{h} = \frac{39,84}{2,17} = 18,34 \text{ in}$$

$$\frac{b}{2} = \frac{18,34}{2} = 9,17 \text{ in}$$

$$D_{REF} = D_{EXT} + b = 24 + 18,34 = 42,34 \text{ in}$$

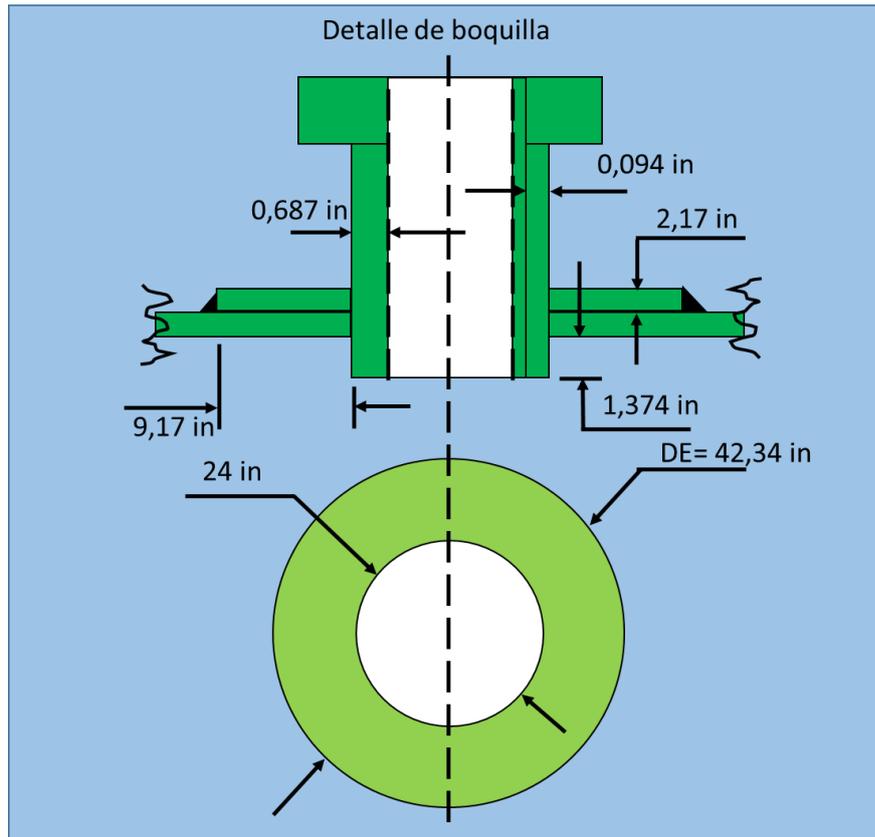


Fig.17: Detalle de boquilla N° 1.

Fuente: Alex Guachamín.

Cálculo de la boquilla N° 2.

Material: SA-285-C; $S_T = 15700 \text{ PSI}$

Material del tubo: SA-53B; $S_T = 16100 \text{ PSI}$

$$D_{NOM} = 609 \text{ mm} = 24 \text{ in}$$

$$t = 0,687 \text{ in}$$

$$D_{ext} = 24 \text{ in}$$

$$D_{int} = 22,626 \text{ in}$$

$$r = \frac{D_{int}}{2} = \frac{22,626}{2} = 11,313 \text{ in}$$

Determinación de la presión de operación:

Se toma la presión de vapor de agua: $P = 0,339 \text{ PSI}$

Determinación de la presión de diseño:

$$P = P_o + 30 \text{ PSI}$$

$$P = 0,339 \text{ PSI} + 30 \text{ PSI} = 30,339 \text{ PSI}$$

Determinación del espesor del recipiente base:

$$t_r = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{30,339 * 720}{(15700 * 1) - (0,6 * 30,339)} = 1,393 \text{ in}$$

$$t = t_r + \frac{1}{16} \text{ in} = 1,393 \text{ in} + 6,25 \times 10^{-2} \text{ in} = 1,455 \text{ in}$$

Determinación del espesor del tubo base:

$$t_{rn} = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{30,339 * 11,313}{(16100 * 1) - (0,6 * 30,339)} = 2,13 \times 10^{-2} \text{ in}$$

$$t_n = t_{rn} + \frac{1}{16} \text{ in} = 2,13 \times 10^{-2} \text{ in} + 6,25 \times 10^{-2} \text{ in} = 8,4 \times 10^{-2} \text{ in}$$

Determinación del área de esfuerzo requerido:

$$A_{REQ} = d * t_r = 22,626 * 1,393 = 31,52 \text{ in}^2$$

Determinación del área de exceso del recipiente (selecciona el mayor valor):

$$A_1 = d * (t - t_r) = 22,626 * (1,455 - 1,393) = 1,414 \text{ in}^2$$

$$A_1 = 2 * (t - tr) * (tn + t) = 2 * (1,455 - 1,393) * (0,687 + 1,455) \\ = 0,268 \text{ in}^2$$

Determinación del área de exceso de la boquilla (selecciona el menor valor):

$$A_2 = 5 * t * (tn - trn) = 5 * 1,455 * (0,687 - 0,0021) = 4,844 \text{ in}^2$$

$$A_2 = 5 * tn * (tn - trn) = 5 * 0,687 * (0,687 - 0,0021) = 2,287 \text{ in}^2$$

Determinación de la proyección al interior (selecciona menor h).

$$h = 2 * t = 2 * 1,455 = 2,91 \text{ in}$$

$$h = 2 * tn = 2 * 0,687 = 1,374 \text{ in}$$

$$A_3 = 2 * tn * h = 2 * 0,687 * (1,374) = 1,887 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura exterior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,687 - 0,0625 = 0,624 \text{ in}$$

$$A_4 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,624)^2 = 0,39 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura interior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,687 - 0,0625 = 0,624 \text{ in}$$

$$A_5 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,624)^2 = 0,39 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo evaluada:

$$A_{RE} = \sum A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5$$

$$A_{RE} = 1,414 + 2,287 + 1,887 + 0,39 + 0,39 = 6,37 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo real:

$$A_{Rreal} = A_{REQ} - A_{RE} = 31,52 - 6,37 = 25,15 \text{ in}^2$$

$$A = b * h \quad b = \frac{A}{h} = \frac{25,15}{1,455} = 17,28 \text{ in}$$

$$\frac{b}{2} = \frac{17,28}{2} = 8,64 \text{ in}$$

$$D_{REF} = D_{EXT} + b = 24 + 17,28 = 41,28 \text{ in}$$

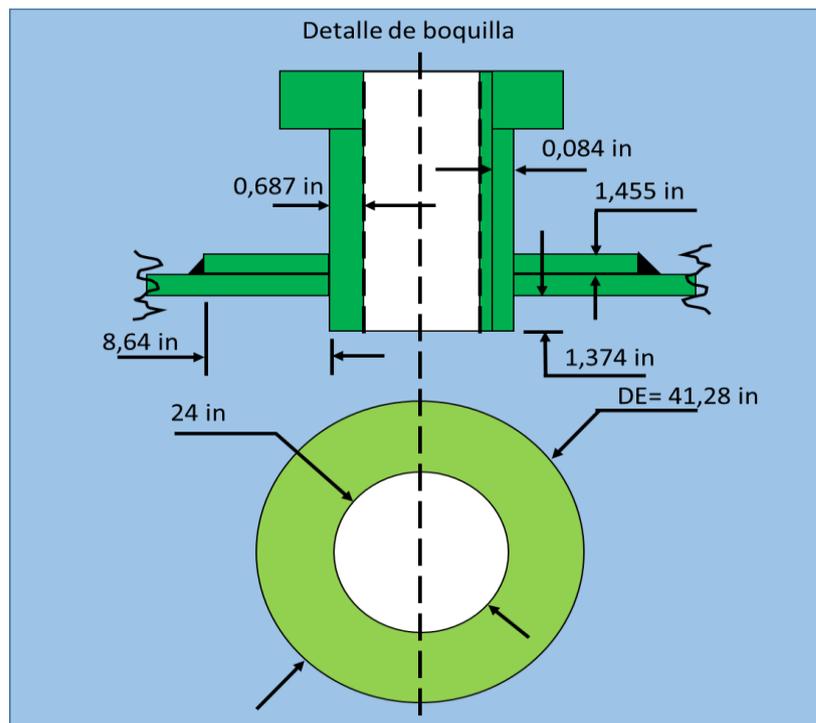


Fig.18: Detalle de boquilla N° 2.

Fuente: Alex Guachamín.

Cálculo de la boquilla N° 3

Material: SA-285-C; $S_T = 15700 \text{ PSI}$

Material del tubo: SA-53B; $S_T = 16100 \text{ PSI}$

$$D_{NOM} = 102 \text{ mm} = 4 \text{ in}$$

$$t = 0,237 \text{ in}$$

$$D_{ext} = 4,5 \text{ in}$$

$$D_{int} = 4,026 \text{ in}$$

$$r = \frac{D_{int}}{2} = \frac{4,026}{2} = 2,013 \text{ in}$$

Determinación de la presión de operación:

$$P = \rho * g * h$$

$$\rho = 63,71 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

$$h = 1 \text{ ft}$$

$$P_1 = \left(63,71 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}\right) * 1 * 1 \text{ ft} = 63,71 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2} * \frac{\text{ft}^2}{144 \text{ in}^2} = 0,4424 \text{ PSI}$$

Determinación de la presión de diseño:

$$P = P_o + 30 \text{ PSI}$$

$$P = 0,4424 \text{ PSI} + 30 \text{ PSI} = 30,4424$$

Determinación del espesor del recipiente base:

$$t_r = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{30,4424 * 720}{(15700 * 1) - (0,6 * 30,4424)} = 1,398 \text{ in}$$

$$t = t_r + \frac{1}{16} \text{ in} = 1,398 \text{ in} + 6,25 \times 10^{-2} \text{ in} = 1,46 \text{ in}$$

Determinación del espesor del tubo base:

$$t_{rn} = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{30,4424 * 2,013}{(16100 * 1) - (0,6 * 30,4424)} = 3,81 \times 10^{-2} \text{ in}$$

$$t_n = t_{rn} + \frac{1}{16} \text{ in} = 3,81 \times 10^{-2} \text{ in} + 6,25 \times 10^{-2} \text{ in} = 6,63 \times 10^{-2} \text{ in}$$

Determinación del área de esfuerzo requerido:

$$A_{REQ} = d * t_r = 4,026 * 1,398 = 5,63 \text{ in}^2$$

Determinación del área de exceso del recipiente (selecciona el mayor valor):

$$A_1 = d * (t - t_r) = 4,026 * (1,46 - 1,398) = 0,252 \text{ in}^2$$

$$\begin{aligned} A_1 &= 2 * (t - t_r) * (t_n + t) = 2 * (1,46 - 1,398) * (0,237 + 1,46) \\ &= 0,2122 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

Determinación del área de exceso de la boquilla (selecciona el menor valor):

$$A_2 = 5 * t * (t_n - t_{rn}) = 5 * 1,46 * (0,237 - 0,0038) = 1,7 \text{ in}^2$$

$$A_2 = 5 * t_n * (t_n - t_{rn}) = 5 * 0,237 * (0,237 - 0,0038) = 0,276 \text{ in}^2$$

Determinación de la proyección al interior (selecciona la menor h).

$$h = 2 * t = 2 * 1,46 = 2,92 \text{ in}$$

$$h = 2 * tn = 2 * 0,237 = 0,474 \text{ in}$$

$$A_3 = 2 * tn * h = 2 * 0,237 * (0,474) = 0,225 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura exterior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,237 - 0,0625 = 0,1745 \text{ in}$$

$$A_4 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,1745)^2 = 0,03 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura interior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,237 - 0,0625 = 0,1745 \text{ in}$$

$$A_5 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,1745)^2 = 0,03 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo evaluada:

$$A_{RE} = \sum A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5$$

$$A_{RE} = 0,252 + 0,276 + 0,225 + 0,03 + 0,03 = 0,8135 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo real:

$$A_{Rreal} = A_{REQ} - A_{RE} = 5,63 - 0,8135 = 4,814 \text{ in}^2$$

$$A = b * h \quad b = \frac{A}{h} = \frac{4,814}{1,46} = 3,3 \text{ in}$$

$$\frac{b}{2} = \frac{3,3}{2} = 1,65 \text{ in}$$

$$D_{REF} = D_{EXT} + b = 4,5 + 3,3 = 7,8 \text{ in}$$

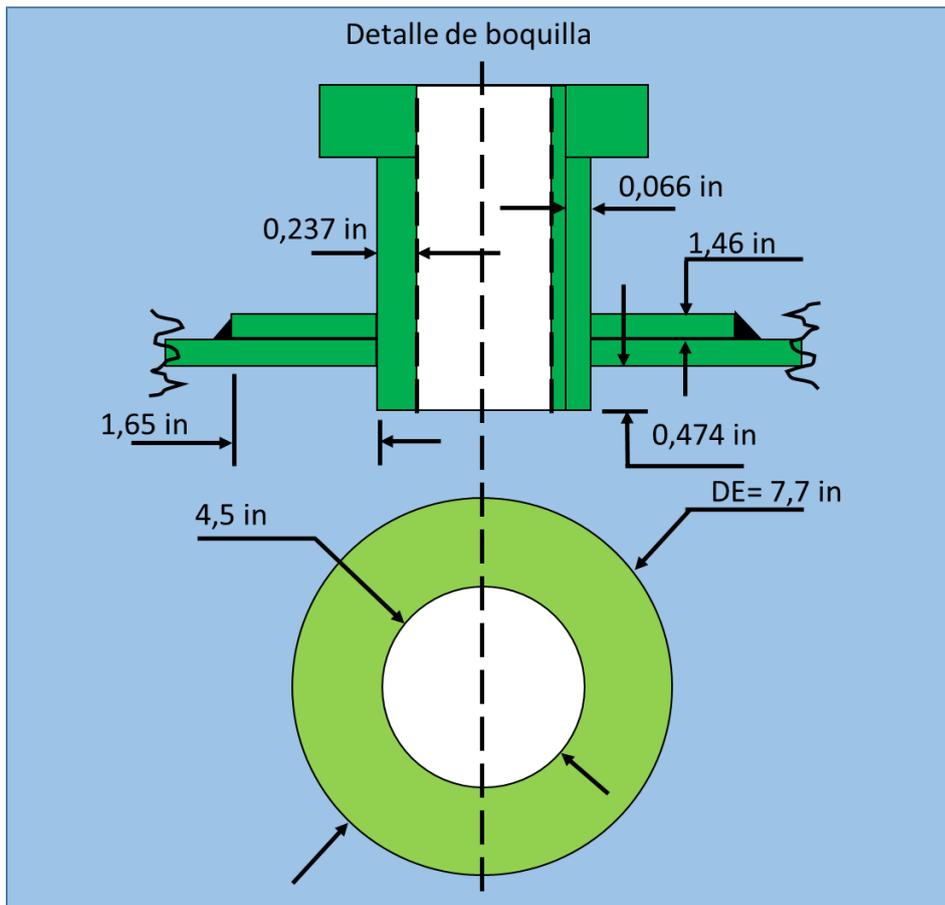


Fig.19: Detalle de boquilla N° 3.

Fuente: Alex Guachamín.

Cálculo de la boquilla N° 4

Material: SA-285-C; $S_T = 15700 \text{ PSI}$

Material del tubo: SA-53B; $S_T = 16100 \text{ PSI}$

$$D_{NOM} = 102 \text{ mm} = 4 \text{ in}$$

$$t = 0,237 \text{ in}$$

$$D_{ext} = 4,5 \text{ in}$$

$$D_{int} = 4,026 \text{ in}$$

$$r = \frac{D_{int}}{2} = \frac{4,026}{2} = 2,013 \text{ in}$$

Determinación de la presión de operación:

$$P = \rho * g * h$$

$$\rho = 63,71 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

$$h = 39 \text{ ft}$$

$$P_1 = \left(63,71 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}\right) * 1 * 39 \text{ ft} = 2484,71 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2} * \frac{\text{ft}^2}{144 \text{ in}^2} = 17,255 \text{ PSI}$$

Determinación de presión de diseño:

$$P = P_o + 30 \text{ PSI}$$

$$P = 17,255 \text{ PSI} + 30 \text{ PSI} = 47,255 \text{ PSI}$$

Determinación del espesor del recipiente base:

$$t_r = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{47,255 * 720}{(15700 * 1) - (0,6 * 47,255)} = 2,171 \text{ in}$$

$$t = t_r + \frac{1}{16} \text{ in} = 2,171 \text{ in} + 6,25 \times 10^{-2} \text{ in} = 2,2334 \text{ in}$$

Determinación del espesor del tubo base:

$$t_{rn} = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{47,255 * 2,013}{(16100 * 1) - (0,6 * 47,255)} = 0,59 \times 10^{-2} in$$

$$t_n = t_{rn} + \frac{1}{16} in = 0,59 \times 10^{-2} in + 6,25 \times 10^{-2} in = 6,84 \times 10^{-2} in$$

Determinación del área de esfuerzo requerido:

$$A_{REQ} = d * tr = 4,026 * 2,171 = 8,74 in^2$$

Determinación del área de exceso del recipiente (selecciona el mayor valor):

$$A_1 = d * (t - tr) = 4,026 * (2,2335 - 2,171) = 0,252 in^2$$

$$\begin{aligned} A_1 &= 2 * (t - tr) * (tn + t) = 2 * (2,2335 - 2,171) * (0,237 + 2,2335) \\ &= 0,3088 in^2 \end{aligned}$$

Determinación del área de exceso de la boquilla (selecciona el menor valor):

$$A_2 = 5 * t * (tn - trn) = 5 * 2,2335 * (0,237 - 0,59 \times 10^{-2}) = 2,58 in^2$$

$$A_2 = 5 * tn * (tn - trn) = 5 * 0,237 * (0,237 - 0,59 \times 10^{-2}) = 0,274 in^2$$

Determinación de la proyección al interior (selecciona menor h).

$$h = 2 * t = 2 * 2,2335 = 4,467 in$$

$$h = 2 * tn = 2 * 0,237 = 0,474 in$$

$$A_3 = 2 * tn * h = 2 * 0,237 * (0,474) = 0,225 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura exterior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,237 - 0,0625 = 0,1745 \text{ in}$$

$$A_4 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,1745)^2 = 0,03 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura interior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,237 - 0,0625 = 0,1745 \text{ in}$$

$$A_5 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,1745)^2 = 0,03 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo evaluada:

$$A_{RE} = \sum A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5$$

$$A_{RE} = 0,3088 + 0,274 + 0,225 + 0,03 + 0,03 = 0,868 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo real:

$$A_{Rreal} = A_{REQ} - A_{RE} = 8,74 - 0,868 = 7,872 \text{ in}^2$$

$$A = b * h \quad b = \frac{A}{h} = \frac{7,872}{2,2335} = 3,525 \text{ in}$$

$$\frac{b}{2} = \frac{3,525}{2} = 1,762 \text{ in}$$

$$D_{REF} = D_{EXT} + b = 4,5 + 3,525 = 8,025 \text{ in}$$

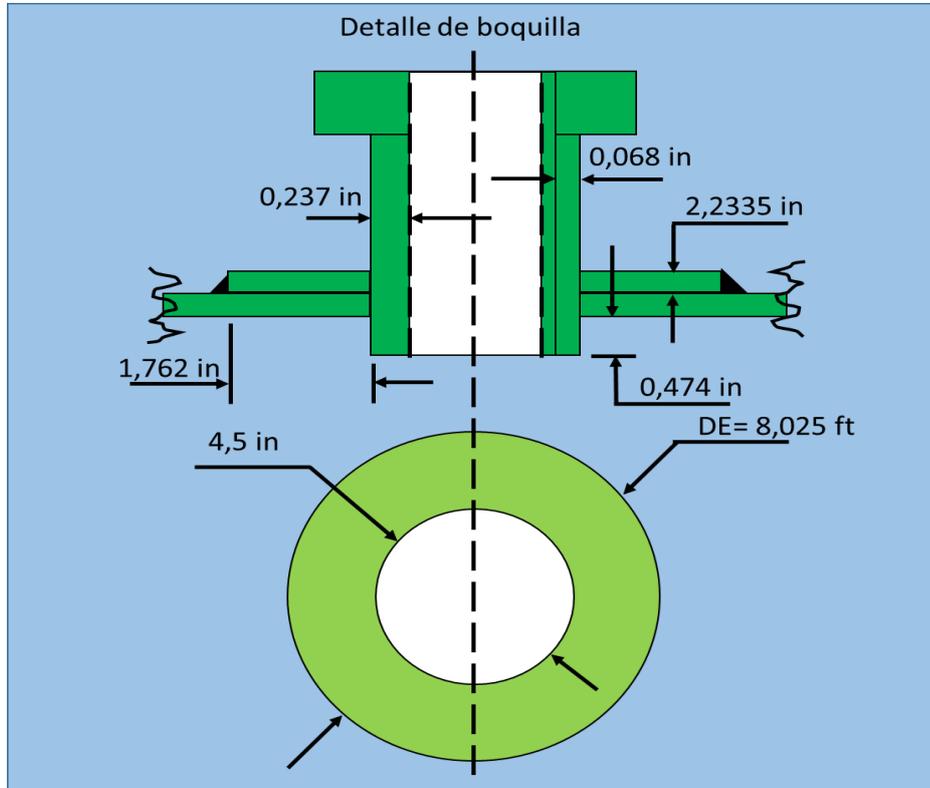


Fig.20: Detalle de boquilla N° 4.

Fuente: Alex Guachamín.

Cálculo de la boquilla N° 5

Material: SA-285-C; $S_T = 15700 \text{ PSI}$

Material del tubo: SA-53B; $S_T = 16100 \text{ PSI}$

$$D_{NOM} = 76 \text{ mm} = 3 \text{ in}$$

$$t = 0,216 \text{ in}$$

$$D_{ext} = 3,5 \text{ in}$$

$$D_{int} = 3,068 \text{ in}$$

$$r = \frac{D_{int}}{2} = \frac{3,068}{2} = 1,534 \text{ in}$$

Determinación de la presión de operación:

$$P = \rho * g * h$$

$$\rho = 63,71 \frac{lb}{ft^3}$$

$$h = 39 ft$$

$$P_1 = \left(63,71 \frac{lb}{ft^3} \right) * 1 * 39 ft = 2484,71 \frac{lb}{ft^2} * \frac{ft^2}{144 in^2} = 17,255 PSI$$

Determinación de presión de diseño:

$$P = P_o + 30 PSI$$

$$P = 17,255 PSI + 30 PSI = 47,255 PSI$$

Determinación del espesor del recipiente base:

$$t_r = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{47,255 * 720}{(15700 * 1) - (0,6 * 47,255)} = 2,171 in$$

$$t = t_r + \frac{1}{16} in = 2,171 in + 6,25 \times 10^{-2} in = 2,2335 in$$

Determinación del espesor del tubo base:

$$t_{rn} = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{47,255 * 1,534}{(16100 * 1) - (0,6 * 47,255)} = 0,45 \times 10^{-2} in$$

$$t_n = t_{rn} + \frac{1}{16} in = 0,45 \times 10^{-2} in + 6,25 \times 10^{-2} in = 6,7 \times 10^{-2} in$$

Determinación del área de esfuerzo requerido:

$$A_{REQ} = d * tr = 3,068 * 2,171 = 6,66 \text{ in}^2$$

Determinación del área de exceso del recipiente (selecciona el mayor valor):

$$A_1 = d * (t - tr) = 3,068 * (2,2335 - 2,171) = 0,192 \text{ in}^2$$

$$\begin{aligned} A_1 &= 2 * (t - tr) * (tn + t) = 2 * (2,2335 - 2,171) * (0,216 + 2,2335) \\ &= 0,306 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

Determinación del área de exceso de la boquilla (selecciona el menor valor):

$$A_2 = 5 * t * (tn - trn) = 5 * 2,2335 * (0,216 - 0,45 * 10^{-2}) = 2,362 \text{ in}^2$$

$$A_2 = 5 * tn * (tn - trn) = 5 * 0,216 * (0,216 - 0,45 * 10^{-2}) = 0,228 \text{ in}^2$$

Determinación de la proyección al interior (selecciona menor h).

$$h = 2 * t = 2 * 2,2335 = 4,467 \text{ in}$$

$$h = 2 * t = 2 * 0,216 = 0,432 \text{ in}$$

$$A_3 = 2 * tn * h = 2 * 0,216 * (0,432) = 0,1866 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura exterior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,216 - 0,0625 = 0,1535 \text{ in}$$

$$A_4 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,1535)^2 = 0,024 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura interior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,216 - 0,0625 = 0,1535 \text{ in}$$

$$A_5 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,1535)^2 = 0,024 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo evaluada:

$$A_{RE} = \sum A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5$$

$$A_{RE} = 0,306 + 0,228 + 0,1866 + 0,024 + 0,024 = 0,7684 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo real:

$$A_{Rreal} = A_{REQ} - A_{RE} = 6,66 - 0,7684 = 5,8924 \text{ in}^2$$

$$A = b * h \quad b = \frac{A}{h} = \frac{5,8924}{2,2335} = 2,638 \text{ in}$$

$$\frac{b}{2} = \frac{2,638}{2} = 1,319 \text{ in}$$

$$D_{REF} = D_{EXT} + b = 3,5 + 2,638 = 6,138 \text{ in}$$

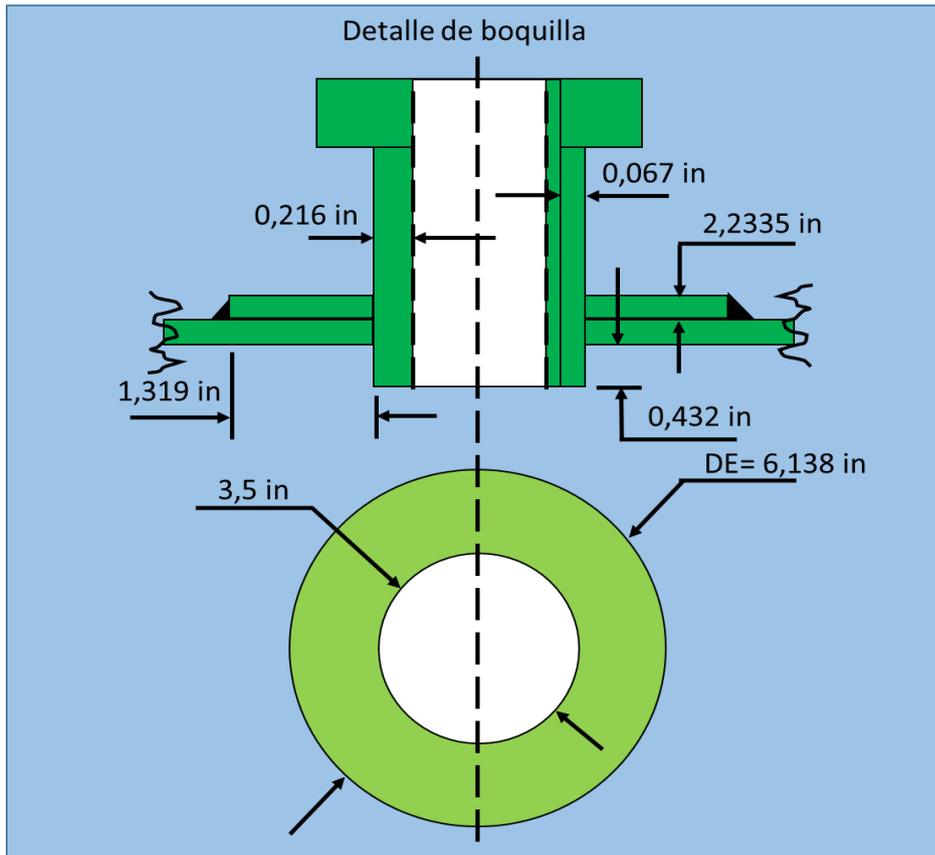


Fig.21: Detalle de boquilla N° 5.

Fuente: Alex Guachamín.

Cálculo de la boquilla N° 6

Material: SA-285-C; $S_T = 15700 \text{ PSI}$

Material del tubo: SA-53B; $S_T = 16100 \text{ PSI}$

$$D_{NOM} = 152 \text{ mm} = 6 \text{ in}$$

$$t = 0,280 \text{ in}$$

$$D_{ext} = 6,625 \text{ in}$$

$$D_{int} = 6,065 \text{ in}$$

$$r = \frac{D_{int}}{2} = \frac{6,065}{2} = 3,0325 \text{ in}$$

Determinación de la presión de operación:

Se toma la presión de vapor de agua: $P = 0,339 \text{ PSI}$

Determinación de presión de diseño:

$$P = P_o + 30 \text{ PSI}$$

$$P = 0,339 \text{ PSI} + 30 \text{ PSI} = 30,339 \text{ PSI}$$

Determinación del espesor del recipiente base:

$$t_r = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{30,339 * 720}{(15700 * 1) - (0,6 * 30,339)} = 0,813 \text{ in}$$

$$t = t_r + \frac{1}{16} \text{ in} = 0,813 \text{ in} + 6,25 \times 10^{-2} \text{ in} = 0,875 \text{ in}$$

Determinación del espesor del tubo base:

$$t_{rn} = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{30,339 * 3,0325}{(16100 * 1) - (0,6 * 30,339)} = 0,57 \times 10^{-2} \text{ in}$$

$$t_n = t_{rn} + \frac{1}{16} \text{ in} = 0,57 \times 10^{-2} \text{ in} + 6,25 \times 10^{-2} \text{ in} = 6,82 \times 10^{-2} \text{ in}$$

Determinación del área de esfuerzo requerido:

$$A_{REQ} = d * t_r = 6,065 * 0,813 = 4,93 \text{ in}^2$$

Determinación del área de exceso del recipiente (selecciona el mayor valor):

$$A_1 = d * (t - t_r) = 6,065 * (0,875 - 0,813) = 0,379 \text{ in}^2$$

$$A_1 = 2 * (t - tr) * (tn + t) = 2 * (0,875 - 0,813) * (0,28 + 0,875) \\ = 0,144 \text{ in}^2$$

Determinación del área de exceso de la boquilla (selecciona el menor valor):

$$A_2 = 5 * t * (tn - trn) = 5 * 0,875 * (0,28 - 0,57 * 10^{-2}) = 1,2 \text{ in}^2$$

$$A_2 = 5 * tn * (tn - trn) = 5 * 0,28 * (0,28 - 0,57 * 10^{-2}) = 0,384 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura exterior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn + 0,0625 = 0,28 + 0,0625 = 0,3425 \text{ in}$$

$$A_3 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,3425)^2 = 0,117 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo evaluada:

$$A_{RE} = \sum A_1 + A_2 + A_3$$

$$A_{RE} = 0,379 + 0,384 + 0,117 = 0,88 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo real:

$$A_{Rreal} = A_{REQ} - A_{RE} = 4,93 - 0,88 = 4,05 \text{ in}^2$$

$$A = b * h \quad b = \frac{A}{h} = \frac{4,05}{0,875} = 4,626 \text{ in}$$

$$\frac{b}{2} = \frac{4,626}{2} = 2,313 \text{ in}$$

$$D_{REF} = D_{EXT} + b = 6,625 + 4,626 = 11,25 \text{ in}$$

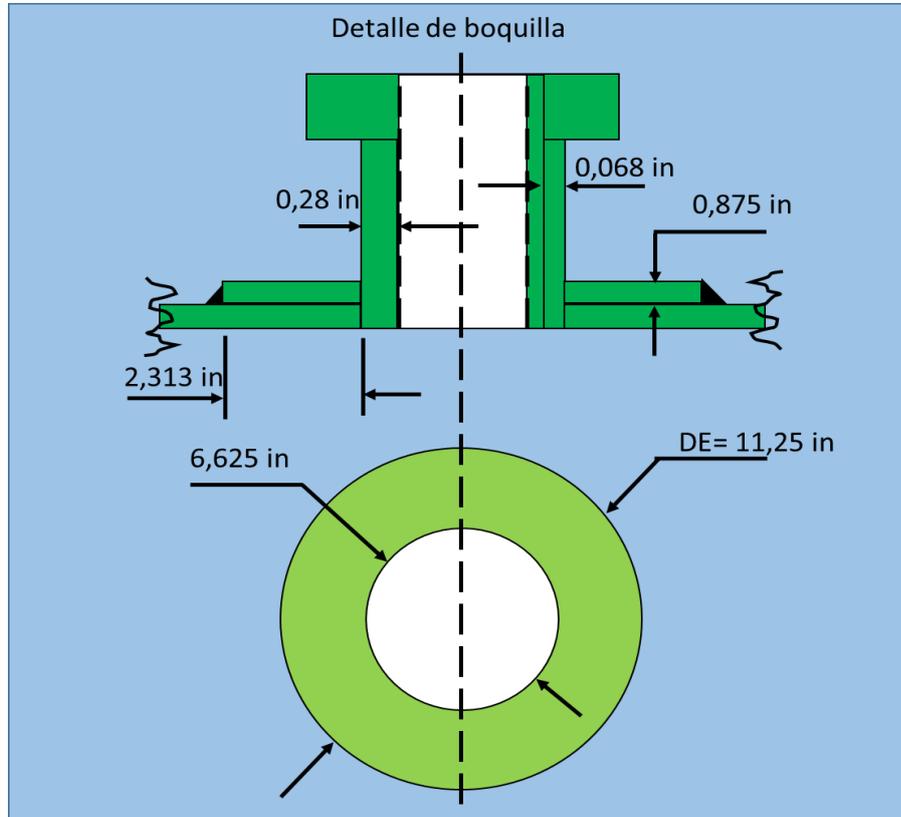


Fig.22: Detalle de boquilla N° 6.

Fuente: Alex Guachamín.

Cálculo de la boquilla N° 7

Material: SA-285-C; $S_T = 15700 \text{ PSI}$

Material del tubo: SA-53B; $S_T = 16100 \text{ PSI}$

$$D_{NOM} = 102 \text{ mm} = 4 \text{ in}$$

$$t = 0,237 \text{ in}$$

$$D_{ext} = 4,5 \text{ in}$$

$$D_{int} = 4,026 \text{ in}$$

$$r = \frac{D_{int}}{2} = \frac{4,026}{2} = 2,013 \text{ in}$$

Determinación de la presión de operación:

$$P = \rho * g * h$$

$$\rho = 63,71 \frac{lb}{ft^3}$$

$$h = 38 ft$$

$$P_1 = \left(63,71 \frac{lb}{ft^3} \right) * 1 * 38 ft = 2421 \frac{lb}{ft^2} * \frac{ft^2}{144 in^2} = 16,8125 PSI$$

Determinación de la presión de diseño:

$$P = P_o + 30 PSI$$

$$P = 16,8125 PSI + 30 PSI = 46,8125 PSI$$

Determinación del espesor del recipiente base:

$$t_r = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{46,8125 * 720}{(15700 * 1) - (0,6 * 46,8125)} = 2,15 in$$

$$t = t_r + \frac{1}{16} in = 2,15 in + 6,25 \times 10^{-2} in = 2,213 in$$

Determinación del espesor del tubo base:

$$t_{rn} = \frac{P * R}{(S * E) - (0,6 * P)} = \frac{46,8125 * 2,013}{(16100 * 1) - (0,6 * 46,825)} = 0,59 \times 10^{-2} in$$

$$t_n = t_{rn} + \frac{1}{16} in = 0,59 \times 10^{-2} in + 6,25 \times 10^{-2} in = 6,84 \times 10^{-2} in$$

Determinación del área de esfuerzo requerido:

$$A_{REQ} = d * tr = 4,026 * 2,15 = 8,66 \text{ in}^2$$

Determinación del área de exceso del recipiente (selecciona el mayor valor):

$$A_1 = d * (t - tr) = 4,026 * (2,213 - 2,15) = 0,252 \text{ in}^2$$

$$\begin{aligned} A_1 &= 2 * (t - tr) * (tn + t) = 2 * (2,213 - 2,15) * (0,237 + 2,213) \\ &= 0,306 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

Determinación del área de exceso de la boquilla (selecciona el menor valor):

$$A_2 = 5 * t * (tn - trn) = 5 * 0,237 * (2,213 - 0,59 \times 10^{-2}) = 2,56 \text{ in}^2$$

$$A_2 = 5 * tn * (tn - trn) = 5 * 2,213 * (2,213 - 0,59 \times 10^{-2}) = 0,274 \text{ in}^2$$

Determinación de la proyección al interior (selecciona menor h).

$$h = 2 * t = 2 * 2,213 = 4,426 \text{ in}$$

$$h = 2 * tn = 2 * 0,237 = 0,474 \text{ in}$$

$$A_3 = 2 * tn * h = 2 * 0,237 * (0,474) = 0,225 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura exterior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,237 - 0,0625 = 0,1745 \text{ in}$$

$$A_4 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,1745)^2 = 0,03 \text{ in}^2$$

Determinación del área de soldadura interior (selecciona el menor espesor):

$$\text{Base mínima de soldadura} = tn - 0,0625 = 0,237 - 0,0625 = 0,1745 \text{ in}$$

$$A_5 = (\text{Base mínima de soldadura})^2 = (0,1745)^2 = 0,03 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo evaluada:

$$A_{RE} = \sum A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5$$

$$A_{RE} = 0,306 + 0,274 + 0,225 + 0,03 + 0,03 = 0,866 \text{ in}^2$$

Determinación del área de refuerzo real:

$$A_{Rreal} = A_{REQ} - A_{RE} = 8,66 - 0,866 = 7,79 \text{ in}^2$$

$$A = b * h \quad b = \frac{A}{h} = \frac{7,79}{2,213} = 3,52 \text{ in}$$

$$\frac{b}{2} = \frac{3,52}{2} = 1,76 \text{ in}$$

$$D_{REF} = D_{EXT} + b = 4,5 + 1,76 = 8,02 \text{ in}$$

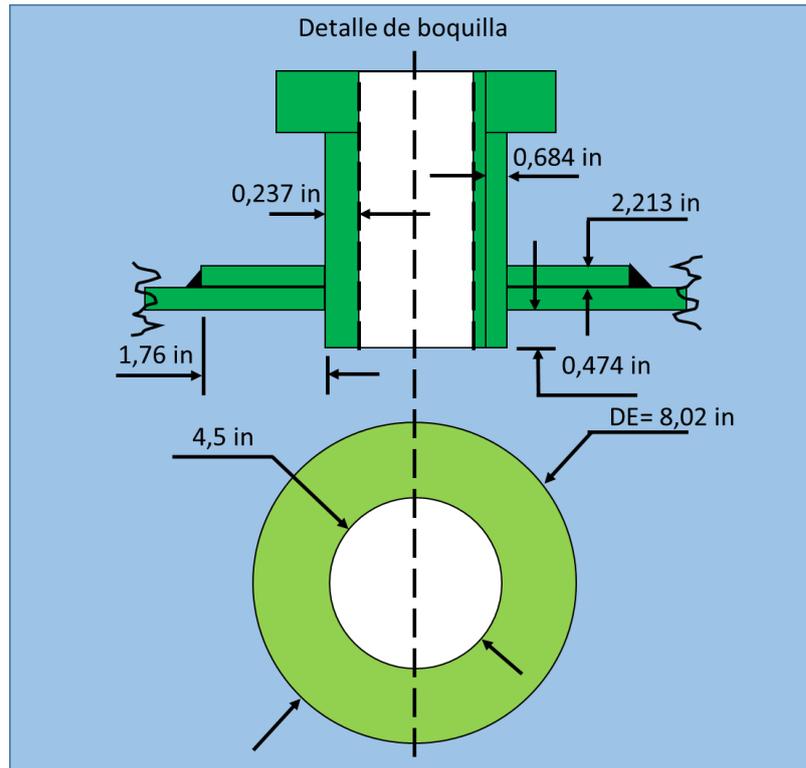


Fig.23: Detalle de boquilla N° 7.

Fuente: Alex Guachamín.

4.1.5. Determinación de placas de choque

La tabla 8 muestra los criterios para la determinación de las placas de choque según el tipo de sustancia.

Fluidos no corrosivos no abrasivos y de una fase	$\alpha^2 \geq 1500 \text{ lb/ft}^2$
Fluidos de dos fases	$\alpha^2 \geq 500 \text{ lb/ft}^2$
Gases, vapores y mezclas	$\alpha^2 \leq 4000 \text{ lb/ft}^2$

Tabla N°8: Criterios de tipo de sustancia.

Fuente: Diseño y cálculo de un tanque.

$$D_{NOM} = 102 \text{ mm} = 4 \text{ in}$$

$$t = 0,237 \text{ in}$$

$$D_{ext} = 4,5 \text{ in}$$

$$D_{int} = 4,026 \text{ in}$$

$$H_{pp} = \frac{D_{int}}{4} = \frac{4,026}{4} = 1 \text{ in}$$

$$D_{PL-techo} = 1,25 * 4,026 = 5,032 = 5 \text{ in}$$

$$\ell = 0,2 * D_{REC} = 0,2 * 120 = 24 \text{ in}$$

$$P = \frac{4000 \text{ lb}}{ft^2} = \frac{27,78 \text{ lb}}{in^2}$$

$$A_{INT} = \frac{\pi * D_{int}^2}{4} = \frac{\pi * (4,026)^2}{4} = 12,73 \text{ in}^2$$

$$F = P * A = 27,7 * 12,73 = 353,6 \text{ lb}$$

$$M = F * \ell = 353,6 * 24 = 8486,86 \text{ lb} * \text{in}$$

$$t = \sqrt{\frac{12 * 8486,86}{10 * 15700}} = 0,805 \text{ in}$$

Análisis de soldadura:

$$W = P * L$$

$$20 \text{ in} * \frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ in}} = 1,67 \text{ ft}$$

$$W = 29,8 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 1,67 \text{ ft} = 49,67 \text{ lb}$$

$$A_w = [2 * (0,805)] + (2 * 5) = 11,61 \text{ in}$$

$$S_w = (b * d) * \frac{d^2}{3} = [5 * (0,805)] + \left(\frac{5^2}{3}\right) = 12,083 \text{ in}^2$$

$$W = \frac{P}{A_w}$$

$$W = \frac{49,67}{11,61} = 4,28 \frac{\text{lb}}{\text{in}}$$

$$W_s = \frac{353,62}{11,61} = 30,46 \frac{\text{lb}}{\text{in}}$$

$$W_b = \frac{8486,86}{11,61} = 702,36 \frac{\text{lb}}{\text{in}}$$

$$W_T = \sqrt{W^2 + W_s^2 + W_b^2}$$

$$W_T = \sqrt{(4,28)^2 + (30,46)^2 + (702,36)^2} = 703,03 \frac{\text{lb}}{\text{in}}$$

$$W = b = \frac{W_T}{f} = \frac{703,03}{9600} = 0,073 \text{ in}$$

$$b_{min} = 0,25 \text{ in}$$

4.1.6. Selección del Rompe Vortex

En base a las características deseadas para el diseño se seleccionó el siguiente rompe vortex.

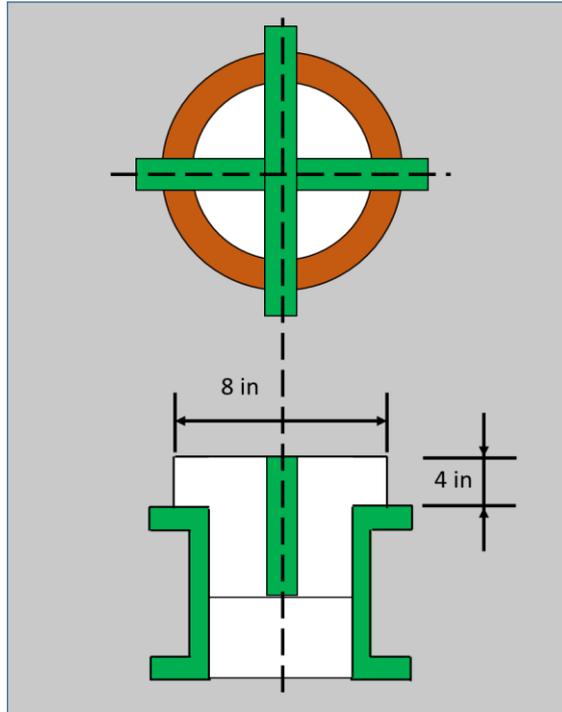


Fig.24: Rompe Vortex.

Fuente: Alex Guachamín.

4.1.7. Determinación del dique de protección

Para la determinación del dique de protección se tomará como referencia el diámetro exterior del tanque. Además, al volumen total del tanque se propondrá un exceso del 10%.

$$V = 80000 \text{ Barriles}$$

$$80000 \text{ Bbls} * \left(\frac{5,6145 \text{ ft}^3}{1 \text{ Bbls}} \right) = 449160 \text{ ft}^3$$

$$10 \% V = 0,1 * 449160 = 44916 \text{ ft}^3$$

Si se toma como referencia que el diámetro del tanque es de 120 ft, se propondrá que el diámetro del dique de protección sea de 130 ft.

$$V = A * h$$

$$A = \frac{\pi * D^2}{4}$$

Al sustituir el área se tiene la altura del dique:

$$V = \frac{\pi * D^2 * h}{4}$$

$$h = \frac{4 * V}{\pi * D^2}$$

$$h = \frac{4 * 44916}{\pi * 130^2} = 3,38 \text{ ft} = 3,5 \text{ ft}$$

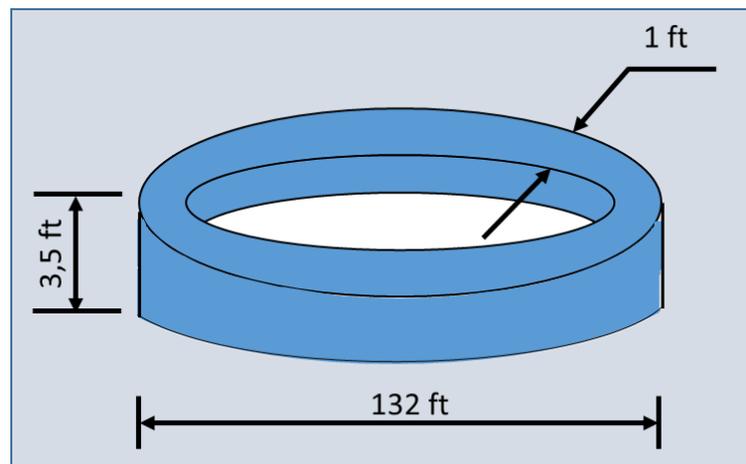


Fig.25: Dique de protección.

Fuente: Alex Guachamín.

4.1.8. Determinación de la estructura interior

Determinación de áreas.

$$A_F = \frac{\pi * D^2}{4} = \frac{\pi * (120)^2}{4} = 11309,76 \text{ ft}^2$$

$$A_{Placa} = 20 \times 8 = 160 \text{ ft}^2$$

Determinación del número de placas de fondo.

$$N^{\circ}.PL'S = \frac{A_F}{A_{PL}} = \frac{11309,76}{160} = 70,686 \text{ PL'S}$$

Determinación del peso de las placas.

$$W_{PL} = 843,18 \text{ lb}$$

Determinación del peso total.

$$W_{techo} = 843,18 \text{ lb} * 70 = 59022,73 \text{ lb}$$

Determinación de la presión generada.

$$P_G = \frac{W_{techo}}{A_{techo}} = \frac{59022,73}{11309,76} = 5,22 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2}$$

Diseño de la viga de soporte.

$$IR \ 10in \times 12 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}$$

$$\text{Alma} = 0,1891 \text{ in}$$

$$I_{xx} = 53,79 \text{ in}^4$$

$$r_{xx} = 53,79 \text{ in}$$

$$I_{yy} = 2,186 \text{ in}^4$$

$$r_{yy} = 53,79 \text{ in}$$

$$\sigma = \frac{M * c}{I} = \frac{381 * 20 * 5}{53,79} = 708,31 \frac{\text{lb}}{\text{in}^2}$$

$$\sigma_{Dis} = 0,6 * S_y = 0,6 * 36000 = 21600 \frac{lb}{in^2}$$

Determinación de las columnas.

$$C_c = \sqrt{\frac{2 * \pi^2 * E}{S_y}} = \sqrt{\frac{2 * \pi^2 * (29 * 10^6)}{36000}} = 126,1$$

$$SR = \frac{K * L}{r_{yy}} = \frac{0,65 * 40 * 12}{0,7874} = 396,24$$

$C_c < SR$ Por lo tanto

$$F_a = \frac{\left[\frac{12 * \pi^2 * E}{23 * (SR)^2} \right]}{\left[1,6 - \frac{l}{200 * r} \right]} = \frac{\left[\frac{12 * \pi^2 * (29 * 10^6)}{23 * (396,24)^2} \right]}{\left[1,6 - \frac{40 * 12}{200 * 0,7874} \right]} = -656,85 lb$$

$$F_a = 656,85 lb$$

$$F_{REQ} = 220 lb$$

$F_a > F_{REQ}$ Es satisfactoria la carga.

4.1.9. Determinación de los tornillos del Cartabón

Estos cartabones soportarán la carga de 315,33 lb generada por la viga de soporte.

$$\phi_{Barreno} = \frac{1}{4} in$$

$$M = F * d = 315,33 * 6,137 = 1935,18 \frac{lb}{in}$$

Determinación por carga.

$$R_y = \frac{F_y}{\text{No. de tornillos}} = \frac{315,33}{6} = 52,55 \text{ lb}$$

$$\sum r^2 = \sum (x^2 + y^2) = [6 * (0,25)^2] + [4 * (3,43)^2] = 47,43 \text{ in}^2$$

Determinación del momento.

$$R_x = \frac{M * y}{\sum r^2} = \frac{1935,18 * 3,43}{47,43} = 139,94 \text{ lb}$$

$$R_y = \frac{M * x}{\sum r^2} = \frac{1935,18 * 0,25}{47,43} = 10,2 \text{ lb}$$

Determinación de las cargas totales.

$$R_{x_T} = 139,94 \text{ lb}$$

$$R_{y_T} = 10,2 + 52,5 = 62,75 \text{ lb}$$

$$R_T = \sqrt{(139,94)^2 + (62,75)^2} = 153,36 \text{ lb}$$

Determinación del diámetro.

$$D = \sqrt{\frac{2 * P}{\pi * \tau}} = \sqrt{\frac{2 * (153,36)}{\pi * (17500)}} = 0,079 \text{ in}$$

Cálculo de la soldadura.

$$D_{\text{Tornillo}} = \frac{1}{4} \text{ in}$$

$$D_{\text{Barreno}} = \frac{1}{4} + \frac{1}{16} = \frac{5}{16} \text{ in}$$

$$V = 315,33 \text{ lb}$$

$$M = 1935,18 \frac{\text{lb}}{\text{in}}$$

$$b = 1,77 \text{ in}$$

$$d = 7,87 \text{ in}$$

Cálculo de A_w y S_w

$$A_w = [2 * 1,77] + (2 * 7,87) = 19,28 \text{ in}$$

$$S_{w-SUP} = (b * d) * \frac{d^2}{3} = (1,77 * 7,87) + \left(\frac{7,87^2}{3}\right) = 34,57 \text{ in}^2$$

Cálculo de W_b , W_s y W_T .

$$W_b = \frac{V}{A_w} = \frac{315,33}{19,28} = 16,35 \text{ lb} * \text{in}$$

$$W_s = \frac{M}{S_w} = \frac{1935,18}{34,57} = 55,97 \text{ lb} * \text{in}$$

$$W_T = \sqrt{(16,35)^2 + (55,97)^2} = 58,31 \text{ lb} * \text{in}$$

Espesor mínimo de soldadura.

$$w = b = \frac{W_T}{\tau} = \frac{58,31}{9600} = 0,006 \text{ in}$$

Dimensionamiento de las placas del cartabón.

Cálculo del momento de la placa 1

$$\tau = 17500 \text{ Psi}$$

$$r = 3,85$$

$$h = 1,25 * r = 1,25 * 3,85 = 4,81 \text{ in}$$

$$D_{\text{Tornillo}} = \frac{1}{4} \text{ in}$$

$$M = F * d = 315,33 * \left(4,94 + \frac{0,3125}{2}\right) = 1607 \text{ lb} * \text{in}$$

Determinación por carga.

$$R_y = \frac{F_y}{\text{No. de tornillos}} = \frac{315,33}{2} = 157,66 \text{ lb}$$

$$\sum r^2 = \sum (x^2 + y^2) = [2 * (1,425)^2] = 4,06 \text{ in}^2$$

Determinación del momento.

$$R_x = \frac{M * y}{\sum r^2} = 0 \text{ lb}$$

$$R_y = \frac{M * x}{\sum r^2} = \frac{1607 * 1,425}{47,43} = 563,86 \text{ lb}$$

Determinación de las cargas totales.

$$R_{x_T} = 0 \text{ lb}$$

$$R_{y_T} = 157,66 + 563,86 = 721,5 \text{ lb}$$

$$R_T = \sqrt{(721,5)^2} = 721,5 \text{ lb}$$

Comprobación del diámetro.

$$D = \sqrt{\frac{2 * P}{\pi * \tau}} = \sqrt{\frac{4 * (721,69)}{\pi * (17500)}} = 0,242 \text{ in}$$

Determinación del momento de la placa 2.

$$M = F * d = 315,33 * (4,81 - 0,5 + 4,94 + 0,25)$$

$$M = 2996,42 \text{ lb} * \text{in}$$

4.2. Resultados

La tabla 9 muestra los resultados obtenidos para el diseño del tanque de almacenamiento aplicando la Norma API 650, Norma ASTM y las especificaciones técnicas recomendadas para determinar el número de placas, tanto para el cuerpo, techo y fondo; además, los accesorios necesarios según el requerimiento.

N°	Descripción	Parte	Material	Cantidad
1	PLACA 20' x 8' x 3/4"	CUERPO	SA-285-C	19
2	PLACA 20' x 0,25' x 3/4"	CUERPO	SA-285-C	1
3	PLACA 20' x 8' x 5/8"	CUERPO	SA-285-C	19
4	PLACA 20' x 0,25' x 5/8"	CUERPO	SA-285-C	1
5	PLACA 20' x 8' x 1/2"	CUERPO	SA-285-C	19
6	PLACA 20' x 0,25' x 1/2"	CUERPO	SA-285-C	1
7	PLACA 20' x 8' x 5/16"	CUERPO	SA-285-C	19
8	PLACA 20' x 0,25' x 5/16"	CUERPO	SA-285-C	1
9	PLACA 20' x 8' x 3/16"	CUERPO	SA-285-C	19
10	PLACA 20' x 0,25' x 3/16"	CUERPO	SA-285-C	1
11	PLACA 20' x 8' x 3/4"	FONDO	SA-285-C	71
12	PLACA 20' x 8' x 3/16"	TECHO	SA-285-C	77
13	BRIDA Ø 24" Nom.- 150 # R.F.S.O	CUERPO	SA-181-I	1
14	TUBO Ø 24" Nom. Ced. 40	CUERPO	SA-53-B	1
15	BRIDA Ø 24" Nom.- 150 # R.F.S.O	TECHO	SA-181-I	1
16	TUBO Ø 24" Nom. Ced. 40	TECHO	SA-53-B	1
17	BRIDA Ø 4" Nom.- 150 # R.F.S.O	CUERPO	SA-285-C	1
18	TUBO Ø 4" Nom. Ced. 40	CUERPO	SA-53-B	1
19	BRIDA Ø 4" Nom.- 150 # R.F.S.O	CUERPO	SA-285-C	1
20	TUBO Ø 4" Nom. Ced. 40	CUERPO	SA-53-B	1
21	BRIDA Ø 3" Nom.- 150 # R.F.S.O	CUERPO	SA-285-C	1
22	TUBO Ø 3" Nom. Ced. 40	CUERPO	SA-53-B	1
23	TUBO Ø 6" Nom. Ced 40	TECHO	SA-53-B	1
24	CODO Ø 6" Nom. Ced 40	BOQUILLA N-6	SA-53-B	2
25	BRIDA Ø 4" Nom.- 150 # R.F.S.O	CUERPO	SA-285-C	1
26	TUBO Ø 4" Nom. Ced 40	CUERPO	SA-53-B	1
27	PLACA 3/4"	PLACA CHOQUE N-3	SA-285-C	1
28	REDONDO Ø 3/16"	PLACA CHOQUE N-3	SA-36	4

Tabla N°9: Materiales empleados en el tanque de almacenamiento.

Fuente: Alex Guachamín.

La figura 26 muestra el diagrama de diseño del tanque de almacenamiento, el mismo que consta de las respectivas válvulas de entrada y salida de fluido, medidores de presión (SP) y temperatura (T1 y T2), sumideros, sistema contra incendios.

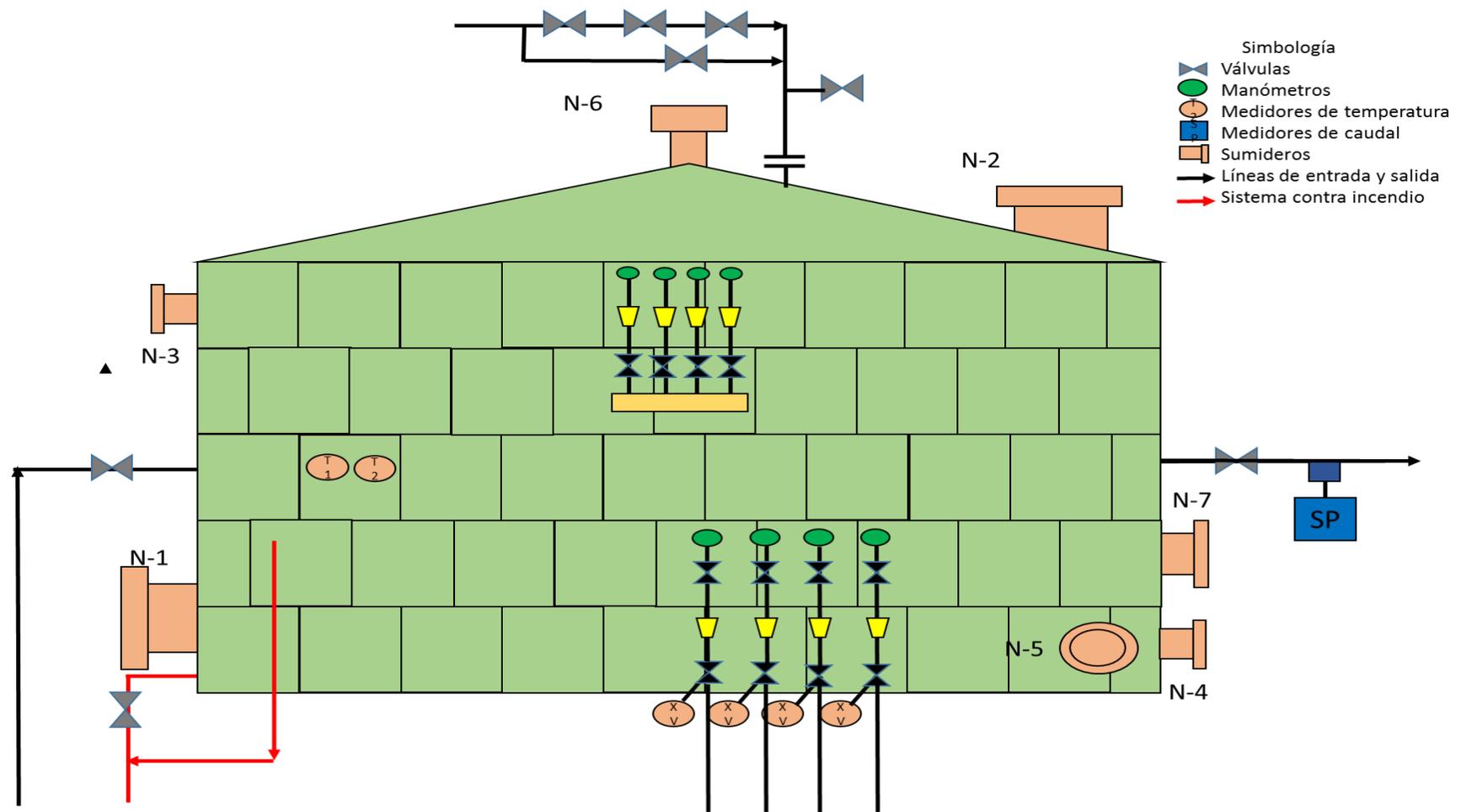


Fig.26: Diagrama de diseño del tanque de almacenamiento.

Fuente: Alex Guachamín.

CAPÍTULO V

PRUEBAS DE CALIDAD DE LAS SUELDAS EMPLEANDO ENSAYOS DE CALIDAD NO DESTRUCTIVOS

5.1. Pruebas hidráulicas

En la normativa API 650 artículo 7.3.6 se establece el tipo de agua, regímenes de llenado y tiempos de estabilización, además en el artículo 7.3.6.6 se presenta la prueba de asentamiento.

El tiempo mínimo de la prueba hidrostática es de 24 horas; el tanque debe llenarse hasta una altura máxima de llenado correspondiente al nivel máximo de diseño (Hight-Hight).

Para vaciar el tanque, igualmente, se debe respetar la secuencia y seguir midiendo los asentamientos.

Luego del vaciado se apertura las entradas de hombre para limpiar y tomar los datos finales.

La prueba hidráulica es aprobada después que en el estado de régimen de llenado y vaciado no se produzcan fugas en el tanque.

Es importante que los asentamientos tengan los límites permisibles.

5.2. Control de la verticalidad y asentamiento del tanque

El control de verticalidad del tanque tiene un límite de desviación máximo, medido desde la base hasta el tope superior, el cual no debe exceder el valor de $h/200$ del total de la altura del tanque en milímetros. La prueba de asentamiento se determina mediante la norma API 650 artículo 7.3.6.6.

5.3. Programa de aplicación de pinturas

Después haber completado la fase de montaje del tanque, procede realizar la labor de pintado. Se recomienda no realizar trabajos de soldadura para no malograr el acabado de pintura.

Entre los sistemas de pintura más utilizados se tiene:

Sistema de pintura en el exterior del tanque:

- Pintura ZINC-EPOXICO-POLIURETANO
- ZINC CLAD 60 (3 milímetros)
- Macropoxy HS PE (5 milímetros)
- Sumatane HS Brillante (2 milímetros)

Sistema de pintura en el interior del tanque:

- Duraplate UHS (8 milímetros)

El proceso de pintura para tanques de almacenamientos se basa en la norma SSPC (Structural Society Painting Council).

Esta norma se refiere a la preparación de la superficie, alcances, control de limpieza de superficie y del proceso de pintado.

Generalmente el proceso de pintado se caracteriza por:

- Preparación de la superficie.- En esta fase se utiliza generalmente un compresor, tolvas de arenado, mangueras alimentadoras de aire comprimido a las tolvas, manguera de arena a alta presión hacia la boquilla de arenado.

- Pintado.- Para este proceso se utiliza el sistema AIR LESS, constituido por un compresor o Generador eléctrico, equipo de pintado, manguera y pistola.

El pintado interior del tanque se realiza empezando por el cilindro o techo para terminar por el fondo, mientras en el exterior se procede al resanado de la pintura. Después de terminar el pintado en el interior se efectúa el pintado del exterior.

En la etapa de pintado exterior se procede a colocar una capa de neblinado (capa de zinc), para luego colocar una capa de epóxido y poliuretano.

5.4. Calibración de tanques de almacenamiento

Consiste en determinar la capacidad en un tanque atmosférico a variados niveles de producto, bajo un punto fijo de referencia, a una temperatura base, en concordancia de su forma geométrica. Para realizar la calibración de los tanques de almacenamiento se aplican métodos y normativas aprobados a nivel internacional, con equipos de alta resolución que permitan proveer las dimensiones establecidas para el cálculo de las tablas respectivas, que muestran el volumen del fluido usando el sistema internacional o el inglés de mediciones, bajo cualquier nivel del tanque.

Esta tabla debe ser determinada antes de comenzar su verificación inicial.

Entre los equipos empleados para la calibración del tanque se tienen las siguientes:

- Cinta de acero de medición con plomada ASTM;

- Plomada óptica vertical;
- Termómetro digital;
- Medidor de espesores; y,
- Densímetro y dinamómetro.

El método de encintado es el más utilizado para calibrar los tanques de almacenamiento. Primero se mide la circunferencia del tanque a un nivel de referencia, luego se procede a determinar los niveles superiores midiendo los desplazamientos horizontales radiales a partir de los niveles de referencia vertical en varios puntos de la circunferencia, en base a métodos mecánicos u ópticos.

En la medición de los tanques verticales se utiliza un equipo óptico, método conocido como ASTM-D-4738, para determinar las circunferencias mediante un equipo óptico de alta precisión y con escala móvil, el mismo que se desliza en forma vertical sin perder contacto con la pared del tanque.

“Entre las alturas a medir se tiene:

- 1. Altura de la coraza.- Distancia entre la placa adherida al primer anillo hasta el ángulo superior en el cual descansa la cúpula y debe medirse en un punto cercano a la escotilla de medición.*
- 2. Altura de referencia del tanque.- Distancia vertical desde el punto de referencia en la escotilla de medición hasta el fondo del tanque.*
- 3. Altura segura de llenado.- Altura a la cual se puede llenar el tanque sin llegar a derramarse, dejando margen para la expansión del producto por cambio de temperatura.*
- 4. Altura de cada anillo.- Se determina midiendo cada anillo componente del tanque, se efectúa a cada mitad de la unión. Para fines de cálculo cada anillo se considera de forma independiente.*

5. *Nivel de líquido.- Se toma con la finalidad de calcular la expansión del cuerpo del tanque por efecto de la presión, coeficiente de elasticidad.*
6. *Circunferencia de referencia.- Tomada en el primer anillo y en la altura correspondiente al 80% de la altura del anillo.*
7. *Lecturas ópticas verticales pares y equidistantes, en los anillos subsecuentes*
8. *Incrementos o decrementos de volumen*
9. *Forma geométrica del fondo.” (Perez, 2004)*

5.5. Requerimiento para escaleras (API650)

1. Todas las partes de la escalera serán metálicas.
2. El ancho mínimo de las escaleras será de 24 pulgadas.
3. El ángulo máximo entre las escaleras y una línea horizontal será de 50°.
4. El ancho mínimo de los peldaños será de 8 pulgadas. La elevación será uniforme a todo lo largo de la escalera.
5. Los peldaños deberán estar hechos de rejilla o material antiderrapante.
6. La superior de la reja deberá estar unida al pasamano de la plataforma sin margen y la altura medida verticalmente desde el nivel del peldaño hasta el borde del mismo de 30 a 34 pulgadas.
7. La distancia máxima entre los postes de la rejilla medidos a lo largo de la elevación de 96 pulgadas.
8. La estructura completa será capaz de soportar una carga viva concentrada de 1000 lb, y la estructura del pasamano deberá ser capaz de soportar una carga de 200 lb, aplicada en cualquier dirección y punto del barandal.
9. Los pasamanos deberán estar colocados también en ambos lados de las escaleras circulares cuando el claro entre cuerpo-tanque y los largueros de la escalera excedan 8 pulgadas.

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

La figura 27 muestra el diseño de la escalera del tanque de almacenamiento.

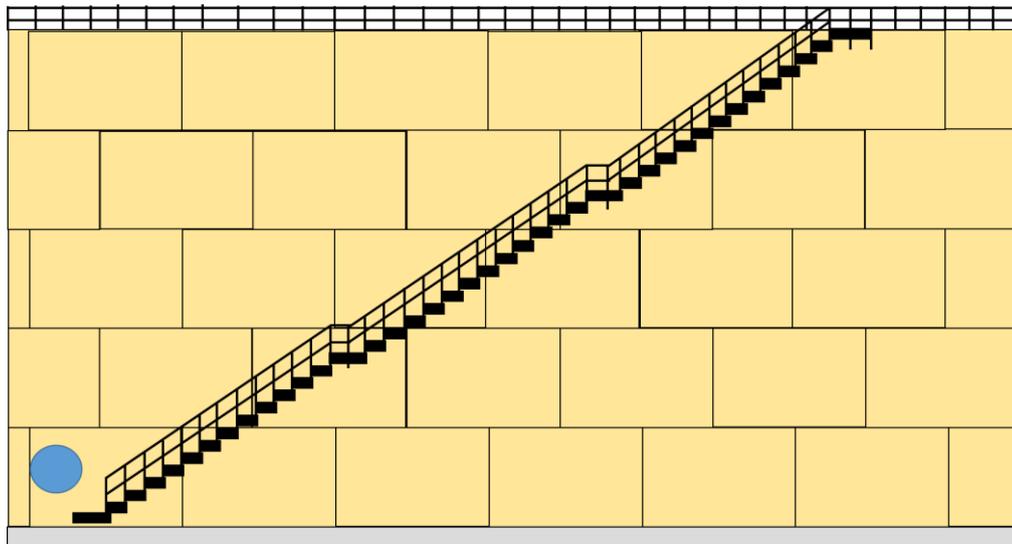


Fig.27: Escaleras del tanque de almacenamiento.

Fuente: Alex Guachamín.

5.6. Balance económico

La tabla 10 muestra el balance económico de las placas utilizadas en el diseño del tanque de almacenamiento.

N°	Descripción	Valor	Cantidad	Total
1	PLACA 20' x 8' x 3/4"	\$ 500	19	\$ 9500
2	PLACA 20' x 0,25' x 3/4"	\$ 500	1	\$ 500
3	PLACA 20' x 8' x 5/8"	\$ 500	19	\$ 9500
4	PLACA 20' x 0,25' x 5/8"	\$ 500	1	\$ 500
5	PLACA 20' x 8' x 1/2"	\$ 500	19	\$ 9500
6	PLACA 20' x 0,25' x 1/2"	\$ 500	1	\$ 500
7	PLACA 20' x 8' x 5/16"	\$ 500	19	\$ 9500
8	PLACA 20' x 0,25' x 5/16"	\$ 500	1	\$ 500
9	PLACA 20' x 8' x 3/16"	\$ 500	19	\$ 9500
10	PLACA 20' x 0,25' x 3/16"	\$ 500	1	\$ 500
11	PLACA 20' x 8' x 3/4"	\$ 500	71	\$ 35500
12	PLACA 20' x 8' x 3/16"	\$ 500	77	\$ 38500
				\$ 124000

Tabla N°10: Balance Económico.

Fuente: Alex Guachamín

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- ✓ El diseño del tanque para agua de formación en la estación piloto Shushufindi mejorará las operaciones de producción de petróleo, se procederá a la separación del agua de formación existente en la emulsión proveniente de los pozos productores, para que posteriormente estas aguas sean utilizadas en procesos de inyección o reinyección a pozos petroleros, obteniéndose una mejor rentabilidad económica y disminución del impacto al medio ambiente.
- ✓ Los cálculos realizados son de absoluta confiabilidad, pues en su proceso se aplicaron normas y técnicas aprobadas internacionalmente, por lo tanto, se puede proceder con la construcción del tanque de almacenamiento en este campo.
- ✓ Para el diseño de tanques de almacenamiento, aplicando la norma API 650, pueden facilitarse los cálculos del espesor de las láminas del tanque, relación de la altura con el diámetro y la capacidad, prolongando de esta manera la vida útil del tanque.
- ✓ Los resultados obtenidos de la investigación del tanque de almacenamiento de agua de formación en la estación piloto, demuestran que su diseño para una capacidad de fluido de 80000 barriles es el requerido para la disposición del indicado fluido proveniente de los pozos, para luego ser tratado y utilizado en los pozos de reinyección, atendiendo y cumpliendo con normas vigentes, tanto nacionales como internacionales.

6.2. Recomendaciones

- ✓ Utilizar la norma API 650 en los cálculos de diseño de tanques, porque es la indicada para la construcción de tanques nuevos de almacenamiento de productos.

- ✓ Efectuar prolijos estudios de suelos antes de construir un tanque, debido a que el mal diseño de la cimentación podría provocar el hundimiento o asentamiento del tanque, generando graves consecuencias, operacionales y económicas, incluso causando problemas al personal de trabajadores.

- ✓ Disponer de sistemas de control automático para las recepciones y despachos de fluidos del tanque.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- API-650. (2013). Storage, Welded Tanks For Oil. Washington, D.C. Twelfth edition.
- 2.- American Society of Mechanical Engineering. (2001). Welding and Brazing Qualifications, Código ASME IX.
- 3.-Couper, J. (2012). Equipos de procesos químicos, selección y diseño. Tercera Edición. Oxford. Editorial Elsevier.
- 4.- De la cadena, C. (2012). Diseño de un tanque de almacenamiento de petróleo tipo techo flotante de 100000 barriles de capacidad para la empresa TESCA ingeniería del Ecuador. EPN. Quito.
- 5.- Guzmán, M. (2012). Manual de diseño para sistemas de tuberías y tanques atmosféricos de techo fijo.
- 6.-Hernandez, C. &. (2008). Diseño y cálculo de un tanque de almacenamiento para nafta con diametro de 70ft x 30ft de altura. Bajo la norma API 650. Mexico.
- 7.-Institute American Petroleum. (2007). Welded Steel Tank For Oil Storage. API 650. Washington. USA.
- 8.- Jibaja, F. (2006). Estudio para el diseño y construcción de tanques de almacenamiento. Trabajo de grado. UTE. Quito.
- 9.- Jiménez, C. (2012). Diseño de un tanque de almacenamiento atmosférico de 20000 Bls de capacidad. Mexico.
- 10.- Mateus, M. (2007). Mantenimiento de tanques hidrostáticos de techo fijo para la industria petrolera. Quito.
- 11.- Mc Cormac, J. (2002). Diseño de estructuras de acero. Mexico.
- 12.- Mott, R. (2006). Mecánica de Fluidos. Editorial Pearson Educación. Mexico.
- 13.- Perez, J. (1993). Tratamiento de agua. Universidad Central del Ecuador. Quito.
- 14.- Perez, J. &. (2004). Calibración Volumétrica de tanques de almacenamiento verticales.
- 15.- Perry, R. (1995). Manual del Ingeniero Químico. Editorial McGraw Hill. Mexico.
- 16.- Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas. (s.f.).

ANEXOS

Materiales y Normas A.S.T.M

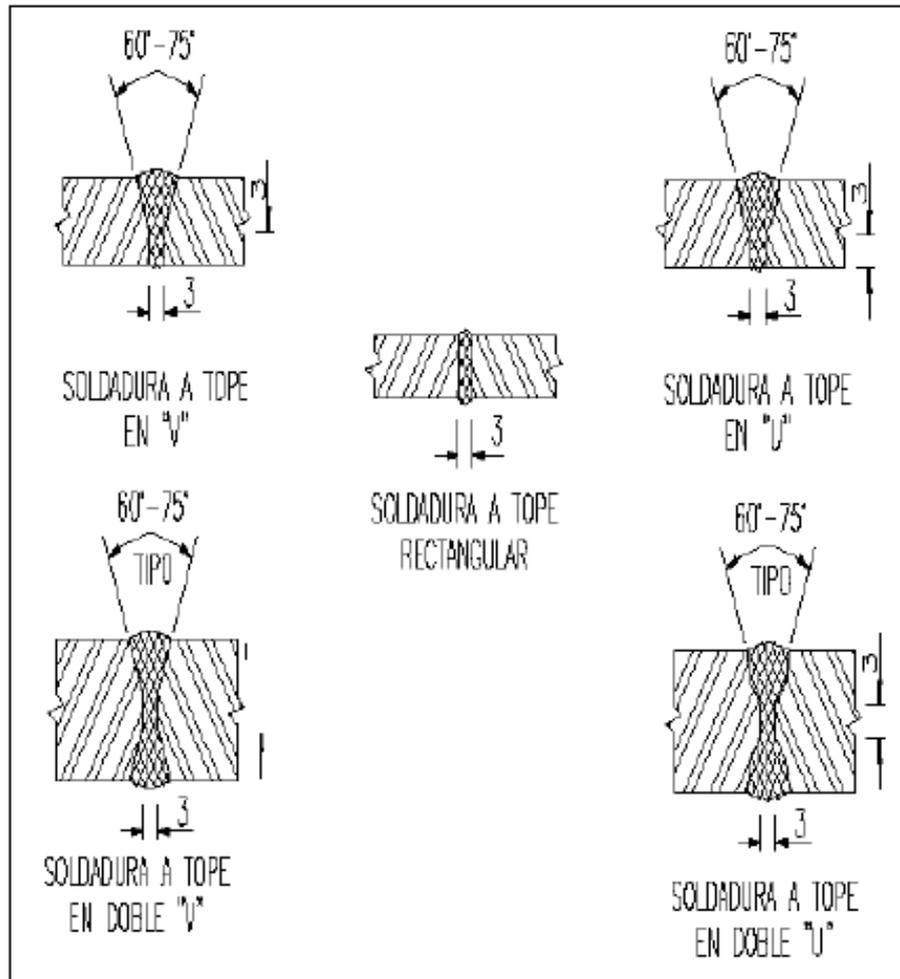
Grupo 1 Rolado Semicalmado		Grupo 2 Rolado Calmado y Semicalmado		Grupo 3 Rolado y Calmado Grano Fino	
Material	Notas	Material	Notas	Material	Notas
A-283-C	2	A-31-B	7	A-573-58	
A-285-C	2	A-33	2 y 6	A-516-55	
A-131-A	2	A-422-55		A-516-60	
A-36	2 y 3	A-422-60		G40.21-260W	9
Fe-42-B	4	G40.21-260W		Fe-42-D	4 y 9
Gdo. 37	3 y 5	Fe-42-C	4	Gdo. 41	5 y 9
Gdo. 41	6	Gdo. 41	5 y 8		

Grupo 3A Normalizado, Calmado Grano Fino		Grupo 4 Rolado Calmado, Rolado Fino		Grupo 4A Rolado y Calmado Grano Fino	
Material	Notas	Material	Notas	Material	Notas
A-131-CS		A-573-65		A-662-C	
A-573-58	10	A-573-70		A-573-70	11
A-516-55	10	A-516-65		G40.21-300W	9, 11
A-516-60	10	A-516-70		G40.21-350W	9, 11
G40.20-260W	9 y 10	A-662-B			
Fe-42-D	4, 9 y 10	G40.21-300W	9		
Gdo. 41	5, 9, 10	G40.21-350W	9		
		Fe-44-B,C,D	4 y 9		
		Fe-52-C,D	9		
		Gdo. 44	5 y 9		

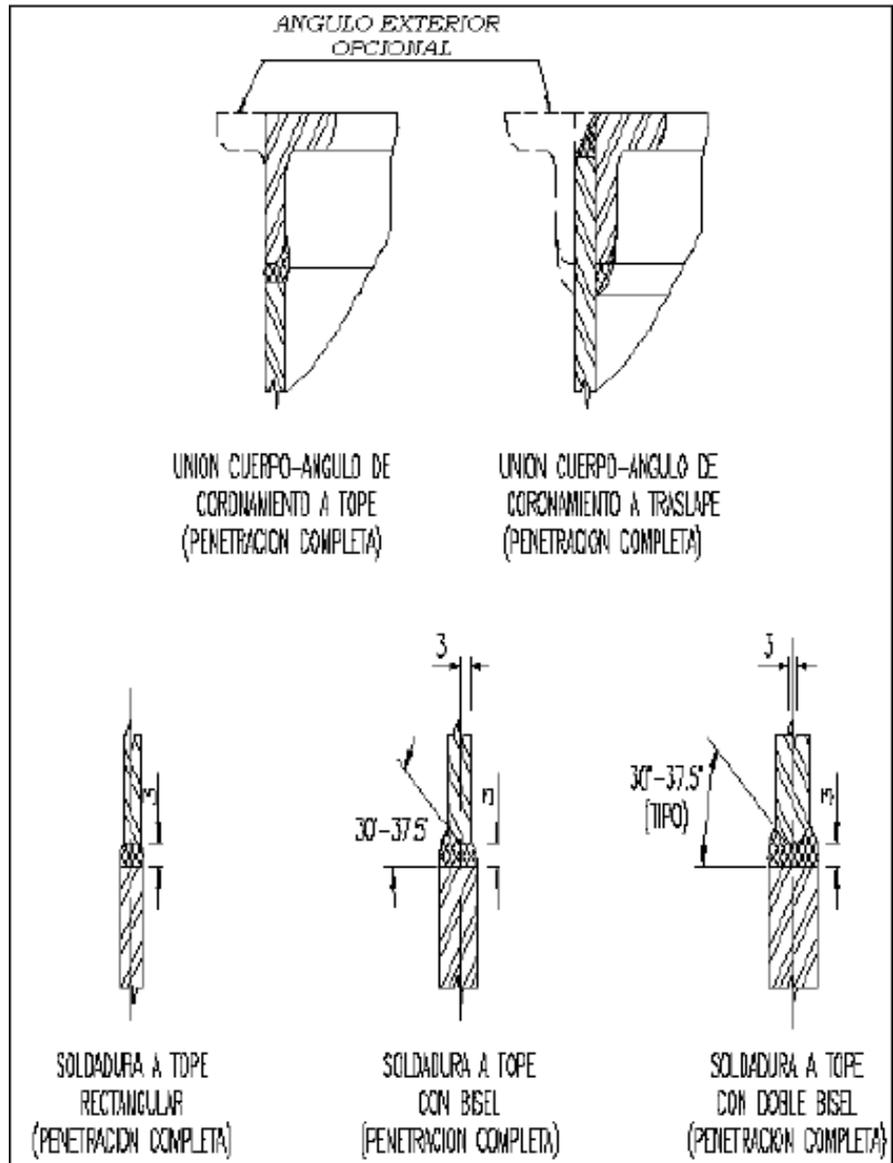
TABLA 1.1. GRUPOS DE MATERIALES (CONTINUACION).

Grupo 5 Normalizado, Calmado Grano Fino		Grupo 6 Normalizado, Reducido, Calmado por Temperatura Grano Fino y Reducción al Carbón	
Material	Notas	Material	Notas
A-573-70	10	A-131-EH,36	
A-516-65	10	A-633-C	
A-516-70	10	A-537-I	9
G40.21-300W	9 y 10	A-537-II	4 y 9
G40.21-350W	9 y 10	A-678-A	
		A-678-B	5 y 9
		A-737-B	

Tipos de soldaduras



Procedimiento de soldadura



Determinación de las planchas del cuerpo y peso de cada anillo del tanque de almacenamiento.

PLACA ESTRUCTURAL A-36, A-283 Y A-572 GR.50													
MEDIDAS		3/16"	1/4"	5/16"	3/8"	7/16"	1/2"	5/8"	3/4"	7/8"	1"	1 1/4"	1 1/2"
		4.8	6.3	7.9	9.5	11.1	12.7	15.9	19.1	22.5	25.4	31.7	38.1
pies	mts.	kg/pz	kg/pz										
3' x 8'	.915 x 2.44	83	111	140	187	200	222	280	333	390	445	555	680
3' x 10'	.915 x 3.05	104	139	173	208	250	278	350	416	485	555	695	835
3' x 20'	.915 x 6.10	210	280	350	415	505	560	730	870	970	1110	1390	1670
4' x 6'	1.22 x 1.83	85	115	140	140	200	225	280	335	390	445	555	680
4' x 8'	1.22 x 2.44	111	148	165	222	270	296	370	445	520	592	740	905
4' x 10'	01.22 x 3.05	139	185	231	278	335	370	465	555	650	740	930	1.130
4' x 20'	1.22 x 6.10	280	390	462	555	670	740	970	1.170	1300	1.480	1.855	2.265
5' x 10'	1.52 x 3.05	174	231	289	347	420	463	580	695	810	925	1.155	1.410
5' x 20'	1.52 x 6.10	347	465	578	695	835	925	1.160	1.390	1.619	1.850	2.310	2.820
6' x 10'	1.83 x 3.05	205	280	347	416	500	560	725	870	980	1.110	1.390	1.670
6' x 20'	1.83 x 6.10	416	555	694	833	1005	1110	1390	1.665	1.950	2.220	2.780	3.340
8' x 10'	2.44 x 3.05	280	373	465	555	670	940	965	1.170	1.310	1.480	1.855	2.265
8' x 20'	2.44 x 6.10	555	746	925	1.110	1.340	1.480	1.855	2.220	2.620	2.960	3.700	4.530