



**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO Y DE CORROSIÓN DE UN
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO, DE ACUERDO CON LA
NORMA API 653**

LESLY DANIELA DE LA CRUZ GARCÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA
2012**



**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO Y DE CORROSIÓN DE UN TANQUE
DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO, DE ACUERDO CON LA NORMA API 653**

LESLY DANIELA DE LA CRUZ GARCÍA

Trabajo de Práctica como requisito para optar al título de Ingeniera Metalúrgica

TUTOR

Campo Elías Muñoz Chajin
Ingeniero Metalúrgico
Inspector API 653 REG 35975
Inspector API 510 REG 41629

COTUTOR

Iván Uribe Pérez
Ingeniero metalúrgico
Maestría/Magister en Ciencias Aplicadas.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA
2012**

DEDICATORIA

A Dios por el maravilloso Don de la vida, por haber juntado todos los regalos posibles y habérmelos dado, y sobre todo la fortaleza para no desfallecer.

A mis padres Nancy Elvira García y Daniel De la Cruz porque sus esperanzas se materializan en este logro, por su apoyo y su paciencia ilimitada y porque sé que toda mi vida contaré con ustedes. El señor me los conserve mucho tiempo.

A mi hijo amado Prishian Camilo porque en todo este proceso tu sacrificio no tiene comparación pero al final te recompensaré por ello con todo mi amor, mi atención y mis fuerzas para ti, Te amo con todo mi corazón.

A mi hermana y mi sobrina, Sandra y Alejandra, porque sé que este triunfo también es de Ustedes, demostramos que perseverar tiene sus frutos.

A toda mi familia, a los que están y los que desde el cielo me observan, porque todo mi ser está hecho grano a grano de cada uno de ellos y porque toda mi formación moral y personal la traigo de los buenos ejemplos que he tenido en casa, gracias Dios porque tengo una excelente familia.

A mi guía y bastón, mi compañía y mi luz en la oscuridad, Mi Amor Pesar Augusto, quien desinteresadamente me ha apoyado siempre, quien me ha amparado, cuidado y ha estado y estará siempre a mi lado brindándome la seguridad y lealtad de un amor puro y real. ¡Amor lo hicimos!

A mi amiguita Dary Luz, mi compañerita de batalla, quien me acompañó en más de la mitad de mi carrera y porque compartimos mil cosas, incluyendo el milagro de la vida reflejado en nuestros hijos.

A todos los que con sus buenos deseos y presencia espiritual han querido verme en la cima del éxito profesional aportando a mi crecimiento, con el gesto más pequeño, que para mí ha sido lo más grande que he tenido, Dios los Bendiga a todos y desde el fondo de mi corazón mil y mil gracias.

Lesly Daniela



AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por formar profesionales con sentido crítico, ético y responsable.

A la Corporación Cima Cartagena y Barranca, por la oportunidad de demostrar mi capacidad laboral, por dejarme conocer el mundo de la Industria y por permitirme aportarles toda mi personalidad y sobre todo el calor humano que me caracteriza.

Al Ingeniero Campo Elías Muñoz Chajin, porque su Don de gente y su deseo de transferir toda su experiencia y conocimiento lo hace una maravillosa persona digna de admirar.

Al Ingeniero Jairo Enrique Olaya porque depositó y sigue depositando su confianza en mí y porque en Cima Cartagena más que trabajo y trabajo hicimos familia, Farley, Jhon Jairo, Oscar, Fabián, Gerson, Migue y El señor Iván.

A todos mis compañeritos de Cima Barranca con quienes compartí extensas horas de trabajo y que sin duda aprendimos a conocernos y querernos como hermanos.

Al profesor Iván Uribe Pérez por su gran colaboración para el desarrollo de este proyecto y aportarme su tiempo y sus buenos consejos para mi vida profesional.

Al grupo de Músicas y Danzas afrocolombianas Macondo porque fue un espacio donde pude expresar mi identidad cultural, donde nos hicimos personas integrales y donde todo era posible decirlo con el lenguaje corporal y emocional en cada presentación. A mi maestro Nicolás Maestre porque nos brinda su calor humano y nos transmite todo ese amor por ésta tradición que no queremos dejar morir, a todos los macondianos de siempre, los actuales y los que vendrán, mil gracias por compartir este estilo de vida, que Dios quiera tengamos la oportunidad de transmitir a nuestras próximas generaciones.

A todos los Maestros a lo largo de mi carrera, porque su conocimiento incesante nos ha hecho los hombres y mujeres profesionales de hoy día. Afranio, Luz Amparo, Orlando José, Luis Orlando, Iván Uribe, Jhon Freddy, Pardavé, Custodio, Elcy, Arnaldo, Gustavo y todos aquellos que nos formaron para enfrentarnos a la vida.

A todos los compañeros a lo largo de mi vida universitaria y a todos los que se alegran conmigo y mi familia de este logro, MI ENTERA GRATITUD.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. OBJETIVOS	18
1.1. OBJETIVO GENERAL	18
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
2. MARCO REFERENCIAL	19
2.1. TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICO	19
2.2. API 653	19
2.2.1 Generalidades	19
2.2.2 Evaluación del techo del tanque	19
2.2.3 Evaluación del cuerpo del tanque	20
2.2.4 Evaluación del fondo del tanque	22
2.3. API 650	33
2.4. API 571	33
3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	35
3.1. ETAPA I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA, IDENTIFICACIÓN DE DAÑOS, ESTABLECIMIENTO DEL PLAN, PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN Y CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO	35
3.1.1 Revisión bibliográfica	35
3.1.2 Identificación de daños	36
3.1.3 Establecimiento del plan y procedimientos de inspección	36
3.1.4 Establecimiento de criterios de aceptación y rechazo	36
3.2. ETAPA II: DIAGNÓSTICO	37

3.3.	ETAPA III: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	37
3.4.	ETAPA IV: ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL DE LA PRÁCTICA EMPRESARIAL	37
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	38
4.1.	ALCANCE DE INSPECCIÓN	38
4.2.	PRÁCTICA SEGURA	38
4.3.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE DISEÑO Y OPERACIÓN	39
4.3.1	Información de diseño y construcción (Ver Tabla 2).	39
4.3.2	Materiales de diseño (Ver tabla 3)	39
4.3.3	Históricos de operación inadecuada	40
4.3.4	Históricos de mantenimiento, reparación e inspección (Ver tabla 5)	40
4.4.	PLAN DE INSPECCIÓN	41
4.5.	PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN	42
4.5.1	Inspección por flujo magnético (MFL)	42
4.5.2	Inspección por Ultrasonido Scan A y Scan B	43
4.5.3	Determinación de asentamientos de fondo y cuerpo	44
4.5.4	Medidas de desviación para verticalidad y redondez	45
4.5.5	Detección de fugas por método de cámara de vacío a soldaduras del fondo del tanque	45
4.6.	CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO	46
4.6.1	Criterios para la evaluación de espesores de retiro	46
4.6.2	Criterios para la evaluación de verticalidad y redondez	47
4.6.3	Criterios para la evaluación de asentamientos de cuerpo	48
4.6.4	Criterios para la evaluación de asentamientos de fondo y borde	48
4.7.	DIAGNÓSTICO	49

4.7.1	Reconocimiento (ver fotografía 1)	49
4.7.2	Fundación	49
4.7.3	Patio, dique y drenajes	50
4.7.4	ESTRUCTURAS DE ACCESO	51
4.7.5	CUERPO	52
4.7.6	Accesorios del cuerpo	57
4.7.7	TECHO	58
4.7.8	Fondo	63
5.	CONCLUSIONES	73
6.	RECOMENDACIONES	74
7.	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	75
	ANEXOS	76

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Alcance de la Inspección.	38
Tabla 2 Información de diseño y construcción	39
Tabla 3 Materiales de diseño ¹⁶	39
Tabla 4 Históricos de operación inadecuada	40
Tabla 5 Históricos de mantenimiento, reparación e inspección ¹⁷	40
Tabla 6 Plan de Inspección	41
Tabla 7 Procedimientos de Inspección	42
Tabla 8 Desviación de radios permisible	48
Tabla 9 Espesores de Cuerpo, ratas de corrosión y vida residual.	55
Tabla 10 Evaluación de cuerpo.	56
Tabla 11 Espesores de Boquillas del Cuerpo	58
Tabla 12 Espesores del techo flotante ²⁸	58
Tabla 13 Evaluación del deck inferior	59
Tabla 14 Espesores de Boquillas de Techo ²⁹ .	59
Tabla 15 Datos del Sumidero	68
Tabla 16 Resultados del ensayo de Partículas Magnéticas.	69
Tabla 17 Valores de Asentamiento de cuerpo.	70
Tabla 18 Máximo Asentamiento permitido ³⁵ .	70
Tabla 19 Medición de Asentamientos de fondo.	71
Tabla 20 Evaluación de verticalidad y redondez.	72

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Inspección Áreas de Corrosión ³	21
Figura 2. Asentamientos del borde.	25
Figura 3. Asentamiento del fondo cerca del cuerpo.	26
Figura 4. Depresiones o Protuberancias del fondo alejadas del cuerpo.	27
Figura 5. Límites localizados del Asentamiento del fondo para soldaduras de pase simple.	29
Figura 6. Asentamiento de borde máx. Admisible para áreas con soldaduras del fondo traslapadas aprox. paralelas al cuerpo.	31
Figura 7. Asentamiento máx. admisible del borde para áreas con soldaduras traslapadas al fondo aprox. perpendiculares al cuerpo.	32
Figura 8. Asentamiento de borde con soldadura de traslape a un ángulo arbitrario al cuerpo ¹¹ .	32
Figura 9. Puntos Inspeccionados en lámina del techo.	43
Figura 10. Puntos Inspeccionados en boquillas techo y cuerpo ¹⁹ .	43
Figura 11. Puntos Inspeccionados en fondo, Scan A.	44
Figura 12. Esquema desarrollo de cuerpo y puntos inspeccionados ²⁰ .	44
Figura 13. Puntos de referencia 8 estaciones.	45
Figura 14 Lámina 31 Indicación relevante	66
Figuras 15 y 16. Esquemas del sumidero, distancias y puntos inspeccionados.	68
Figura 17. Esquema rompedor de vórtice en sumidero.	83

LISTA DE FOTOGRAFÍAS¹

	Pág.
<i>Fotografía 1. Panorámica del Tanque</i>	49
<i>Fotografías 2 y 3. Despotrillamientos encontrados en la fundación.</i>	50
<i>Fotografías 4 y 5. Pérdidas localizadas y erosión en dique de contención.</i>	50
<i>Fotografía 6. Patio y dique con vegetación.</i>	51
<i>Fotografía 7. Estructuras de Acceso.</i>	51
<i>Fotografías 8 y 9: Adelgazamiento en pestaña perimetral.</i>	52
<i>Fotografía 10: Recubrimiento en mal estado.</i>	53
<i>Fotografía 11: Puestas a tierra.</i>	53
<i>Fotografías 12 y 13: Banding.</i>	54
<i>Fotografía 14: Daños Mecánicos encontrados.</i>	54
<i>Fotografías 15 y 16: Picaduras Pasivadas.</i>	55
<i>Fotografías 17 y 18: Rebabas internas y externas en el cuerpo.</i>	56
<i>Fotografía 19: Manhole</i>	57
<i>Fotografía 20: Picaduras no críticas.</i>	60
<i>Fotografía 21: Estancamientos de Agua.</i>	60
<i>Fotografías 22 y 23: Pontón del techo flotante.</i>	61
<i>Fotografía 24: Sello secundario agrietado.</i>	62
<i>Fotografía 25: Estado del drenaje.</i>	62

¹ Fuente: Autor del proyecto.

<i>Fotografías 26 y 27: Tuberías sistema de medición y de muestreo</i>	
<i>respectivamente.</i>	63
<i>Fotografía 28: Picaduras en fondo.</i>	64
<i>Fotografía 29: Deformación plástica.</i>	64
<i>Fotografía 30: Rebabas encontradas.</i>	65
<i>Fotografía 31: Ensayo de cámara de vacío.</i>	65
<i>Fotografías 32 y 33: Bajo espesor en L31, verificación por UT.</i>	66
<i>Fotografías 34 y 35: Ensayo de Partículas Magnéticas.</i>	69



LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A Esquema del Cuerpo	77
Anexo B Esquema del Techo	78
Anexo C Esquema del Fondo	79
Anexo D Picaduras Encontradas	81
Anexo E Recomendaciones	82

RESUMEN

TÍTULO:

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO Y DE CORROSIÓN DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO, DE ACUERDO CON LA NORMA API 653*.

AUTOR: DE LA CRUZ GARCÍA, Lesly Daniela**.

PALABRAS CLAVES: Cuerpo, Gravedad Específica, Ratas de corrosión, Inspección externa, Inspección Interna, Boquillas, Espesores de Retiro, Espesor nominal, Espesor mínimo, Lámina Perimetral, Techo de membrana Flotante, pontones perimetrales.

DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO:

Algunos equipos no cumplen con los requerimientos de servicio en Refinerías, Campos de producción, Terminales y Plantas de Procesos. Los equipos son afectados directamente por el ambiente, el producto que almacenan, las condiciones de operación y daños por terceros que deterioran los materiales, poniendo en riesgo la integridad de las personas y la estabilidad económica.

El propósito específico de la documentación y su correspondiente información, es el suministro y/o soporte técnico para el análisis, evaluación, toma de decisiones y posterior realización de actividades necesarias para impedir el deterioro en los equipos y su correspondiente riesgo a eventuales fallas.

Por tal motivo, es de vital importancia realizar inspecciones a los equipos, con el fin de evaluar la integridad de los mismos, estableciendo mediante una revisión previa de los códigos y el dossier de Construcción, identificar los mecanismos de falla, elaborar los planes y procedimientos de inspección, establecer los criterios de aceptación y rechazo, en busca de realizar un diagnóstico del estado mecánico y de corrosión de un tanque de Almacenamiento de Crudo, en donde se concluye si el tanque es o no apto para el servicio y se emiten las recomendaciones acorde a las indicaciones encontradas en cada una de las técnicas de Ensayos no destructivos, lo que corresponde al desarrollo de este proyecto como Práctica Empresarial, con el fin de implementar y mantener una cultura de previsión y ejecución de acciones necesarias para una operación segura de los equipos, aplicando y manteniendo diagnósticos actualizados tendientes a una gestión de mantenimiento e integridad operacional eficaz.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales.
Tutor: Ing. Campo Elías Muñoz Chajin. Cotutor: Ing. Iván Uribe Pérez.

ABSTRACT

TITLE:

MECHANICAL CONDITION ASSESSMENT AND CORROSION OF AN OIL STORAGE TANK IN ACCORDANCE WITH STANDARD API 653*

AUTHOR: DE LA CRUZ GARCÍA, Lesly Daniela**.

KEYWORDS: Shell, specific gravity, corrosion Rats, external inspection, internal inspection, Nozzles, thickness Retirement, nominal thickness, minimum thickness, Perimeter Plate, Floating roof membrane, Pontoons perimeter.

DESCRIPTION

Some equipment doesn't meet the service requirements in refineries, production fields, terminals and plants of process. The equipment are affected directly by the environment, the product that store, operating conditions and damage by third parties that deteriorate materials , putting at risk the integrity of the people and the economic stability.

The specific purpose of the information and its documentation correspondent is the supply and / or support technical for analysis, evaluation, decision making and subsequent implementation of activities to prevent deterioration in the equipment and the associated risk to eventual failures.

Therefore, it is a vital importance realizing inspections of equipment, in order to assess their integrity, establishing by a previous review of the codes and the dossier of construction , identify failure mechanisms, develop plans and procedures of inspection, determine the criteria for acceptance and rejection in order to find a diagnosis of mechanical and corrosion of a crude oil storage tank, where it is concluded if the tank is or is not fit for service and issued recommendations according to the indications found in each of the non-destructive testing techniques, which corresponds to the development of this project as a business practice, to implement and maintain a culture of anticipation and execution of actions required for safe operation of equipment, implementing and maintaining updated diagnostics aimed at management and operational integrity maintenance effective.

* Graduation proyect

** Faculty Physicochemical Engineering, School of Metallurgical Engineering and Materials Science.
Tutor: Ing. Campo Elías Muñoz Chajin, Cotutor. Ing. Iván Uribe Pérez.

INTRODUCCIÓN

El almacenamiento de crudo y sus derivados en tanques atmosféricos demanda un seguimiento y cuidado acorde con los códigos y reglas de seguridad que los gobiernan desde su diseño, fabricación, inspección hasta su puesta en servicio. El objetivo de ello, es asegurar la protección del ser humano, el medio ambiente y las propiedades circundantes, además de mantener un margen de seguridad debido al deterioro en servicio de los equipos.

El objetivo primordial de esta práctica empresarial es realizar la evaluación de un tanque de almacenamiento de crudo (fuera de servicio), de acuerdo con la norma API 653, que abarca los requerimientos mínimos en servicio de tanques de almacenamiento construidos bajo norma API 650, las cuales sirven como guías en la inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques de almacenamiento Atmosférico, utilizados en la industria del petróleo y química.

El alcance de inspección bajo esta norma se limita a la fundación, techo, cuerpo, fondo, estructuras, penetraciones (boquillas) y todo aditamento agregados posteriormente a su fabricación.

La evaluación de tanques de almacenamiento atmosférico es una acción documentada en la que se verifica que el equipo cumple con todos los requerimientos del o los códigos aplicables, a lo largo de su vida útil.

Esta evaluación está acompañada de la ejecución de una serie de técnicas de ensayos no destructivos, los cuales deben estar respaldados por Inspectores autorizados, certificados en cada una de las técnicas, las cuales ayudan a determinar defectos de soldadura, discontinuidades, variaciones geométricas y dimensionales y cualquier otro que pueda presentarse.

Una vez realizados a cabalidad todos los puntos anteriormente mencionados, desde la revisión de la documentación del equipo hasta las inspecciones sobre el mismo, se lleva a cabo la valoración donde se revisa la aptitud para el servicio, se emiten las recomendaciones de acuerdo a las indicaciones encontradas y se programan las inspecciones futuras.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar el Estado Mecánico y de Corrosión de un tanque de Almacenamiento de Crudo, de acuerdo con la norma API 653.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ◆ Revisar los códigos, normas y prácticas recomendadas aplicables a la inspección de tanques de almacenamiento de Crudo.
- ◆ Revisar información de diseño, construcción, operación, históricos de falla, reparación e inspección.
- ◆ Identificar los mecanismos de daños presentes en un tanque de almacenamiento de crudo.
- ◆ Elaborar el plan de inspección, establecer los criterios de aceptación y rechazo y concluir de acuerdo a las anomalías encontradas.

2. MARCO REFERENCIAL

2.1. TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICO

Son depósitos cilíndricos contruidos en acero al carbono, inoxidable, y aceros aleados, de diversos tamaños y capacidades, de paredes cilíndricas y verticales, diseñados para almacenar hidrocarburos (productos derivados del petróleo; petróleo crudo, residuos y productos derivados de la refinación), agua y otros, líquidos a presiones próximas a la atmosférica hasta 2,5 Psi. Que según su geometría pueden ser de techo fijo soportados o autosoportados, abiertos o sin techo, de techo flotante o geodésicos. Que según el tipo de unión entre sus láminas se clasifican en tanques apernados, remachados (menos utilizados) y tanques soldados, ampliamente usados por su gran capacidad de contención, por ser muy seguros debido a la eficiencia de junta.

2.2. API 653

2.2.1 Generalidades

Esta norma aplica para tanques de almacenamiento contruidos bajo norma API 650, el cual proporciona los requisitos mínimos abarcando la inspección, reparación, alteración, relocalización y reconstrucción de los equipos.

La inspección bajo esta norma se realiza a la fundación del tanque, techo, cuerpo, fondo y accesorios tales como boquillas y aditamentos agregados posteriormente a su fabricación. Se debe tener en cuenta que esta norma no cubre todas las condiciones variables que pueden presentarse en las distintas condiciones de operación de todos los tanques.

Esta norma reconoce otros documentos como el API 579 (Fitness-for-services) Práctica recomendada Apto-para-uso, requerida en el evento de imposibilidad de una reparación, que sea especificada por el cliente.

2.2.2 Evaluación del techo del tanque²

Debe verificarse la integridad estructural de techo y los sistemas de soporte.

² Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

2.2.2.1 Techo Flotante

- ◆ Las áreas de las láminas del techo y los pontones que exhiban grietas o agujeros, deberán ser reparadas o las áreas afectadas reemplazadas. Agujeros pasantes en las láminas de techo deberán ser reparadas o reemplazadas.
- ◆ Áreas con picaduras deberán ser evaluadas para determinar la probabilidad que se produzcan picaduras pasantes antes de la próxima inspección interna programada. Si no, el área afectada deberá ser reparada o reemplazada.
- ◆ Los sistemas de soporte del techo, sistemas de sello perimetral, aditamentos tales como la escalera rodante del techo, mecanismos para evitar rotación, sistemas de drenaje de agua, sistemas de ventilación deberán ser evaluados para determinar si es necesario reparación o reemplazo de los mismos.
- ◆ Las guías para la evaluación de techos flotantes ya existentes deberá estar basada en el criterio del API 650 apéndice C, para techos flotantes externos. Para techos flotantes internos (membranas) esto lo encuentra en el apéndice H del mismo estándar.

2.2.3 Evaluación del cuerpo del tanque

Todos los equipos sufren deterioros a lo largo de su vida útil, ya sea por reubicación, cambio de servicio, corrosión mayor a la permitida, que hace que la integridad de los mismos se vea comprometida, por lo cual, se debe evaluar la aptitud para el servicio de todos los componentes de los tanques, realizada por personal certificado tanto en diseño de tanques como en las diferentes técnicas de Ensayos no destructivos.

La indicación más frecuente es la corrosión, que ocurre en diferentes formas y su severidad varía dependiendo del entorno y condiciones de trabajo de los diferentes componentes del tanque, que resultan en una pérdida uniforme de material sobre una gran área de la superficie o en áreas localizadas, o en su defecto pueden presentarse picaduras; indicaciones que deben evaluarse de manera individual determinándose la naturaleza y la extensión, para que de esta

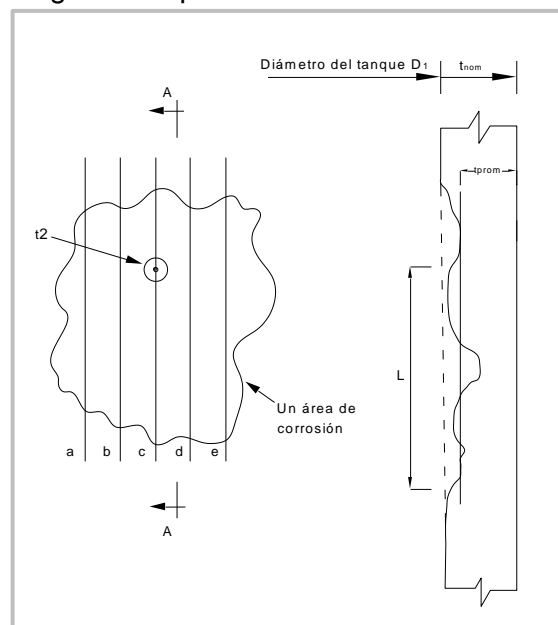
forma se pueda desarrollar el procedimiento de reparación si ésta excede los límites permitidos por el código.

Las picaduras normalmente no representan una amenaza significativa con respecto a la integridad de la estructura de un cuerpo a menos que esté presente en forma severa con picaduras cercanas unas a las otras. Los criterios para evaluación de corrosión general y picaduras son los siguientes:

2.2.3.1 Determinación del espesor actual³

Cuando las áreas corroídas del cuerpo del tanque son de un tamaño considerable, se deben determinar los espesores en cada uno de los anillos promediándose teniendo en cuenta lo siguiente, (ver figura. 1):

Figura 1. Inspección Áreas de Corrosión³



De a-d son planos de inspección seleccionados por el inspector y la sección A-A es el perfil a lo largo del plano c, donde se encuentra el espesor promedio más bajo.

Se debe calcular el espesor mínimo promedio determinando el valor de la longitud crítica L , de la siguiente manera (Ver Ec 1):

³ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

$$L = 3,7 \overline{Dt_2} \quad (\text{Ec 1})$$

Dónde:

L= Longitud vertical máxima, en pulgadas (no mayor a 40 pulg), sobre los cuales los esfuerzos en el anillo son asumidos promediando alrededor de las discontinuidades locales (la longitud vertical actual del área corroída puede exceder L).

D= Diámetro del tanque, en pies.

t₂= El menor espesor, en pulgadas, en un área de corrosión, excluyendo las picaduras.

2.2.4 Evaluación del fondo del tanque

Son diversas las causa de falla en fondos de tanques de almacenamiento atmosférico. Por mencionar algunas de ellas; picaduras internas y picaduras en servicios anteriores, corrosión en uniones de soldadura, agrietamiento de las uniones soldadas, corrosión interior, esfuerzos aplicados en el fondo, asentamientos, sumideros mal soportados etc. También debe evaluarse el estado de la fundación, donde la principal causa de deterioro es la erosión, asentamientos, agrietamiento, y deterioro del concreto que se inicia por calcinamiento (pérdida de agua de hidratación), ataque por agua bajo fondo, alcalinos y ácidos.

Los métodos más utilizados para determinar la corrosión bajo las láminas dependiendo de la extensión que ésta tenga, son las técnicas de MFL (Magnetic Flux Leakage) y ultrasonido, esta última utilizada para verificar los bajos espesores que registra el equipo de MFL.

2.2.4.1 Espesor mínimo para las láminas del fondo del tanque⁴

Espesor mínimo aceptable para el fondo del tanque en general o por partes (Ver Ec 2):

$$MRT = \text{mínimo } RT_{bc} \text{ ó } RT_{ip} - O_r(S_t P_r + UP_r) \quad (\text{Ec 2})$$

⁴ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

Dónde:

MRT= Es el espesor remanente mínimo al final de un intervalo Or.

Or= Intervalo de operación en servicio (Años a la próxima inspección interna).

RTbc= Espesor mínimo remanente del fondo del lado de la corrosión externa después de las reparaciones.

RTip= Espesor mínimo remanente de corrosión interna después de reparaciones.

StPr= Máxima tasa de corrosión no reparada sobre el lado superior. StPr= 0 para áreas recubiertas del fondo. La expectativa de vida del recubrimiento debe ser igual o exceder Or para usar StPr= 0.

UPr= Máxima tasa de corrosión en el fondo. Para calcular la tasa de corrosión, se usa el espesor mínimo remanente después de reparaciones. Se asume una tasa lineal basada en la edad de los tanques. UPr=0 para áreas con protección catódica efectiva.

2.2.4.2 Evaluación de Asentamientos del fondo del tanque⁵

Una de las causas de falla en fondos de tanques son los Asentamientos. Cargas localizadas que actúan como concentradores de esfuerzos, generando fallas en las soldaduras y láminas del fondo produciendo fugas de producto, que pueden afectar la operación y la integridad del equipo. El API 653 establece los valores límites permisibles para dichas deformaciones.

◆ Tipos de asentamiento⁵

Asentamiento uniforme. Este componente a menudo se puede predecir por adelantado, con una exactitud suficiente de los ensayos de suelos. Puede variar en magnitud, dependiendo de las características del suelo. El asentamiento uniforme de un tanque no induce esfuerzos en la estructura del tanque. Sin embargo, los tubos, boquillas del tanque, y las fijaciones deben dar una consideración adecuada para prevenir problemas causados por tal asentamiento.

⁵ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

El espaciamiento máximo de los puntos de asentamiento es de 32 pies alrededor de la circunferencia. Los puntos deberán ser igualmente espaciados alrededor del cuerpo del tanque.

Inclinación plana: Esta componente rota el tanque en un plano inclinado. La inclinación causará un incremento en el nivel del líquido y, por lo tanto, un incremento en el esfuerzo de la circunferencia en el cuerpo del tanque. También, una inclinación excesiva puede causar trabadura de los sellos periféricos en el techo flotante e inhibir el movimiento del techo. Este tipo de asentamiento puede afectar las boquillas del tanque que tengan tuberías agregadas.

Asentamiento diferencial: Debido a que un tanque es una estructura flexible, las probabilidades son mayores que el cuerpo del tanque se asiente en configuración no plana, induciendo esfuerzos adicionales en el cuerpo del tanque. Los asentamientos fuera del plano, en el borde del fondo, generan una falta de circularidad en la parte superior del tanque, y en el caso de un techo flotante, la extensión de la ovalidad inducida puede impedir el funcionamiento apropiado del techo flotante de manera que se requiera renivelación. También, tales asentamientos pueden causar puntos planos que se desarrollan en el cuerpo. Este tipo de asentamientos pueden afectar las boquillas que tengan tuberías fijadas a ellos.

Asentamiento del borde: El asentamiento del borde del tanque ocurre cuando el cuerpo se asienta gravemente alrededor de la periferia, resultando en la deformación de la lámina del fondo cerca de la unión cuerpo-fondo (Ver figura 2).

Se debe medir el asentamiento del borde cuidadosamente, teniendo en cuenta lo siguiente:

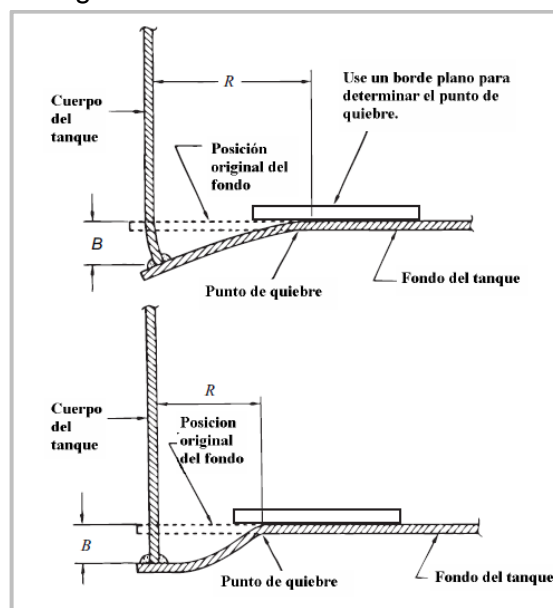
- a. Las medidas tomadas cuando el fondo no se encuentra en contacto con la tierra o fundación por debajo, el tanque pueden sobrestimar o subestimar el asentamiento del borde significativamente. Si el asentamiento medido está cerca del asentamiento máximo permisible, se debe considerar la repetición de la medida con el fondo forzado hacia el suelo, por ejemplo, parándose encima de este, o tomando un conjunto adicional de medidas en la misma área, donde el fondo se encuentra en firme contacto con el suelo.
- b. La localización del punto de quiebre donde comienza el área de asentamiento, requiere localizar un borde recto en el suelo que no tenga

asentamiento y observar el lugar donde el suelo se separa del borde recto, lo que ayudará a definir dicho punto.

c. Si el fondo del tanque es cóncavo o convexo, el asentamiento B debe ser medido desde una proyección del fondo no asentado, no desde el nivel.

El asentamiento B del borde se mide desde la posición original del tanque sea profundidad o protuberancia. Bew se define como el asentamiento permisible del borde en el área donde existe una soldadura de traslape del fondo en el área establecida que debe ser esencialmente paralela (± 20 grados) al cuerpo. Be se define como el asentamiento permisible en un área sin soldaduras en el fondo, o solo soldaduras a tope en el fondo, o soldaduras traslapadas en el fondo que son esencialmente perpendiculares (± 20 grados) al cuerpo. Bew es más conservador que Be , la aproximación más simple es inicialmente evaluar el asentamiento B medido en contra de Bew para todas las áreas asentadas. Si todas las áreas reúnen este criterio, el asentamiento es aceptable y ninguna evaluación futura será necesaria. Si es necesario, diferentes áreas asentadas pueden ser evaluadas separadamente contra Bew y Be . Para las áreas que contienen soldaduras de traslape en un ángulo arbitrario al cuerpo, se permite la interpolación para encontrar un asentamiento permisible entre Bew y Be basada en el ángulo de la soldadura al cuerpo.

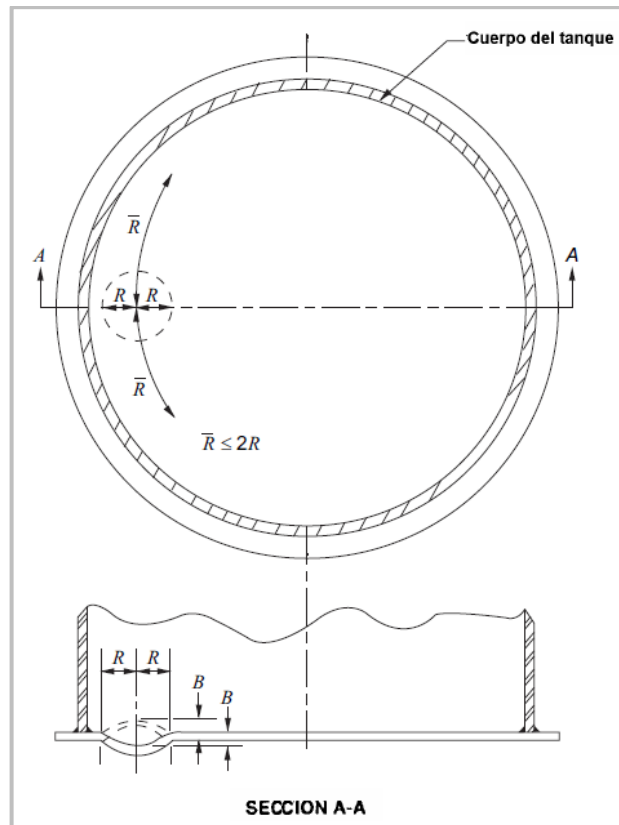
Figura 2. Asentamientos del borde⁶.



⁶ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

Asentamiento del fondo cerca del cuerpo del tanque: La figura 3 ilustra el asentamiento del fondo cerca del cuerpo del tanque. La Ec 4 se puede utilizar para evaluar el asentamiento cerca del cuerpo tanque. Alternativamente se puede llevar a cabo un análisis de esfuerzo riguroso para el perfil deformado.

Figura 3. Asentamiento del fondo cerca del cuerpo⁷.



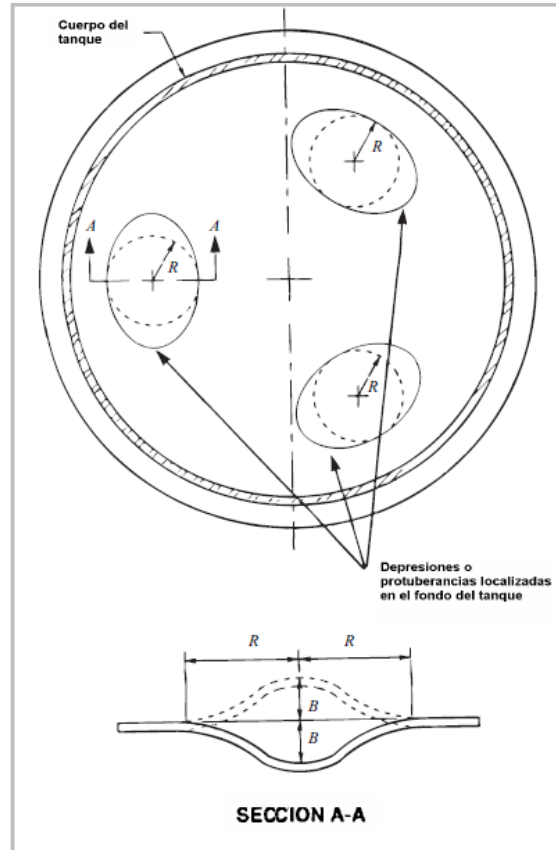
R: Radio del círculo inscrito en el área abultada o deprimida.

B: Asentamiento o profundidad de la depresión o altura del abombamiento.

Asentamiento del fondo alejado del cuerpo del tanque: El asentamiento del fondo del tanque alejado del cuerpo son depresiones (o bultos) que ocurren de una manera fortuita (Ver figura 4). La aceptación de estos asentamientos localizados depende de los esfuerzos ubicados en la lámina del fondo, el diseño y calidad de las soldaduras a traslape (de pase simple o múltiple), y vacíos bajo la lámina del fondo. La Ec (4) se puede usar para evaluar asentamiento localizado alejado del cuerpo del tanque. Los límites son aplicables a los fondos del tanque que tienen uniones traslapadas soldadas con un pase simple.

⁷ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

Figura 4. Depresiones o Protuberancias del fondo alejadas del cuerpo⁸.



2.2.4.3 Determinación del asentamiento aceptable⁸

Para los tanques existentes con historia en servicio exitoso, puede ser posible aceptar un mayor asentamiento y distorsión de la fundación de un plano verdadero que los estándares de construcción permitidos para un tanque nuevo. Cada tanque se debe evaluar basado en las condiciones del servicio, materiales de construcción, características del suelo, diseño de la fundación e historia en servicio del tanque. Los métodos propuestos no son mandatorios y aproximan el asentamiento máximo permisible. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que si los asentamientos exceden los siguientes requerimientos han de necesitar reparaciones.

⁸ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

◆ Asentamiento del cuerpo

Se utiliza la siguiente fórmula (Ec 3), para calcular la deflexión máxima fuera del plano permisible .

$$S \leq \frac{L^2 * Y * 11}{2 E * H} \quad (\text{Ec 3})$$

Dónde:

S= Deflexión, en pies. (Fuera de la distorsión del plano)

L= Longitud del arco entre los puntos de medición, en pies

Y= Esfuerzo de fluencia, en lbf/pulg.²

E= Módulo de Young, en lbf/pulg.²

H= Altura del tanque, en pies.

Esta fórmula está basada en “Criterio para Asentamiento de Tanques”, W. Allen Marr, M. ASCE, Jose A. Ramos, y T. William Lambe, F. ASCE, Periódico de división de Ingeniería Geotécnica, Procedimientos de la Sociedad Americana de Ingenieros Civiles, Vol. 108, Agosto 1982.

◆ Asentamientos o protuberancias del fondo interno

Se debe medir la protuberancia o depresión, estas están dadas por la siguiente formula (Ec 4):

$$B_B = 0,37 R \quad (\text{Ec 4})$$

Dónde:

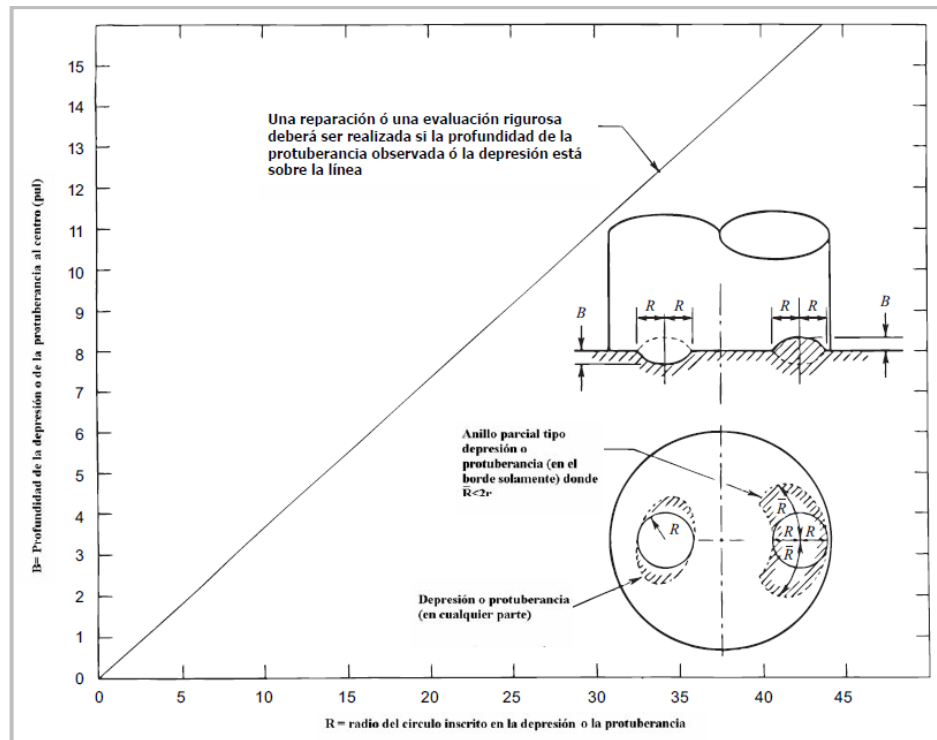
B_B = Altura máxima de la protuberancia o profundidad de la depresión local, pulg.

R = Radio del círculo inscrito en el área de la protuberancia o la depresión local, en pies.

La figura 5 es una representación gráfica de esta fórmula.

Esta fórmula está basada en “Criterio para Asentamiento de Tanques”, W. Allen Marr, M. ASCE, José A. Ramos, y T. William Lambe, F. ASCE, Periódico de división De Ingeniería Geotécnica, Procedimientos de la Sociedad Americana de Ingenieros Civiles, Vol. 108, Agosto 1982.

Figura 5. Límites localizados del Asentamiento del fondo para soldaduras de pase simple⁹.



◆ Asentamiento del borde

El asentamiento B_{ew} máximo permisible, se muestra en la Figura 6 para áreas asentadas que incluye soldaduras de traslape del fondo paralela al cuerpo (± 20 grados). En las áreas asentadas donde el asentamiento B medido excede el 75 por ciento del asentamiento B_{ew} permisible, todas las soldaduras en cuerpo-fondo y del fondo se deben inspeccionar visualmente y con una evaluación de partículas magnéticas o tintas penetrantes. Todas las indicaciones se deben reparar, o evaluar el riesgo de fractura frágil, y/o falla debido a fatiga antes de regresar el tanque al servicio. Para las áreas asentadas donde el asentamiento B medido excede el 75% de B_{ew} se debe examinar visualmente cualquier soldadura dentro de 12 pulgadas a cualquier lado del área de quiebre. (Ver Figura 2). Cualquier área sospechosa se debe examinar con partículas magnéticas o con tintas

⁹ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

penetrantes. El asentamiento B_e máximo permisible se muestra en la Figura 8 para áreas del asentamiento del eje sin soldaduras, soldaduras a tope, o soldaduras de traslape en el suelo que son radiales al cuerpo (± 20 grados). En las áreas establecidas donde el asentamiento medido exceda el 75 por ciento del asentamiento permisible todas las soldaduras del cuerpo al fondo y del suelo se deben inspeccionar visualmente y con partículas magnéticas o tintas penetrantes. Todas las indicaciones se deben reparar, o evaluar por riesgo de fractura frágil, y/o falla ocasionada por fatiga antes de regresar el tanque a servicio. El asentamiento máximo permisible para áreas de asentamiento de borde con una soldadura de traslape en un ángulo arbitrario al cuerpo, puede ser interpolado de B_e y B_{ew} en las Figuras 6 y 7, y usar la siguiente fórmula (Ec 5):

$$B_{\alpha} = B_e - B_e - B_{ew} * \sin \alpha \quad (\text{Ec 5})$$

Donde α es el ángulo de la soldadura a una línea central del tanque y B_{α} es el asentamiento permisible para un área con una soldadura a ese ángulo (ver Figura 8).

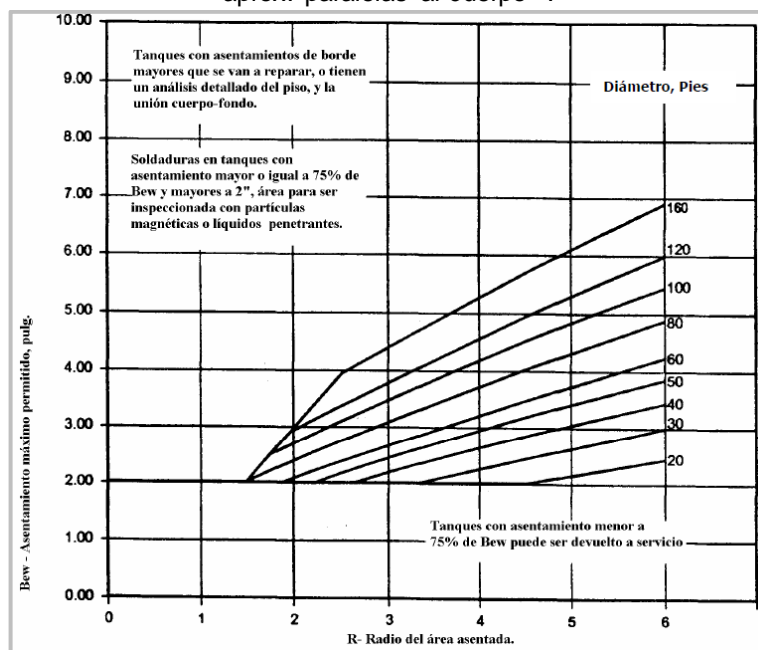
En general, el asentamiento ocurre despacio, y para la mayoría de los tanques existentes, se presume que el asentamiento ha ocurrido en los primeros años de servicio. No es común un asentamiento adicional excesivo después de las inspecciones iniciales. Por lo tanto, una práctica típica es comparar el asentamiento del borde medido con el asentamiento máximo de borde permitido B_e y B_{ew} permisible y no incluye la tolerancia para un asentamiento adicional durante operaciones posteriores. Note que la erosión del relleno adyacente al tanque puede causar un asentamiento local. En este caso el asentamiento continuará a menos que sea reparado el sector y prevenir una futura erosión. Para estos casos donde se espera un asentamiento adicional considerable, un ingeniero con experiencia en la evaluación del asentamiento del tanque debería evaluar el asentamiento esperado en la siguiente inspección con los límites descritos en *Asentamiento del Borde*. Esto es análogo a la corrosión permisible para componentes que se espera se corroan.

Los límites del asentamiento de borde descritos anteriormente, se desarrollaron para fondos de tanque con espesor típico de $\frac{1}{4}$ pulgada con corrosión mínima. Otras condiciones a tener en cuenta son las siguientes:

- a. Los límites del asentamiento de borde se pueden aplicar con precisión razonable a fondos del tanque con espesores de $\frac{5}{16}$ y $\frac{3}{8}$ pulg.

- b. Los límites del asentamiento de borde se pueden aplicar con precisión razonable a los fondos con corrosión general, siempre y cuando las áreas cerca de las soldaduras sean mayores de 3/16 pulg.
- c. Los límites del asentamiento de borde se pueden aplicar con precisión razonable a fondos con corrosión local, si todas las áreas delgadas localizadas en el área asentada (más cerca que “R” al cuerpo) menor a 3/16 pulg. son menores que 12 pulg. en diámetro y el área delgada no incluye una soldadura.
- d. El asentamiento se presume lento, y una cantidad pequeña de asentamiento adicional se espera que ocurra antes de la siguiente inspección. El asentamiento de borde aumenta el esfuerzo secundario en la soldadura fondo-cuerpo. Si se hacen reparaciones de soldadura en la soldadura fondo-cuerpo en un área donde el asentamiento excede $\frac{1}{2}$ de B_e , estos esfuerzos adicionales deberían ser evaluados por un ingeniero con experiencia en evaluación del asentamiento de tanques antes de aplicar una prueba hidrostática.

Figura 6. Asentamiento de borde máx. Admisible para áreas con soldaduras del fondo traslapadas aprox. paralelas al cuerpo¹⁰.



¹⁰ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

Figura 7. Asentamiento máx. admisible del borde para áreas con soldaduras traslapadas al fondo aprox. perpendiculares al cuerpo¹¹.

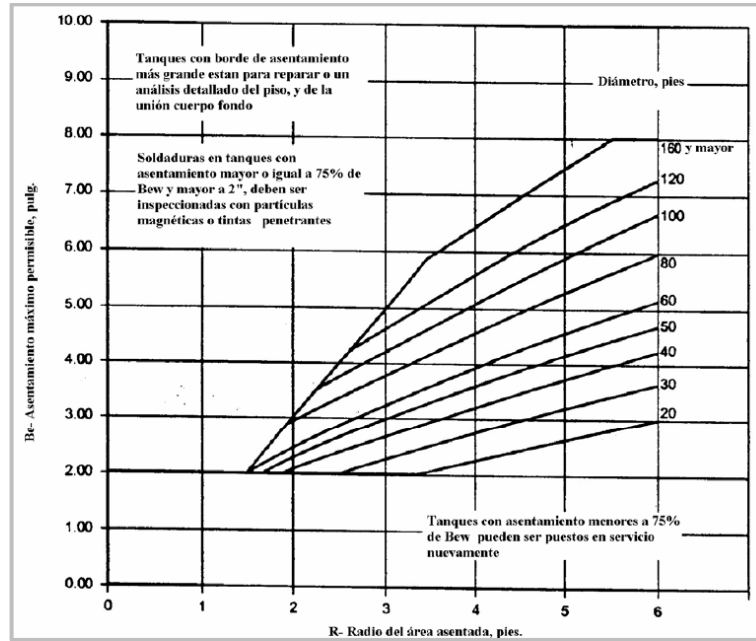
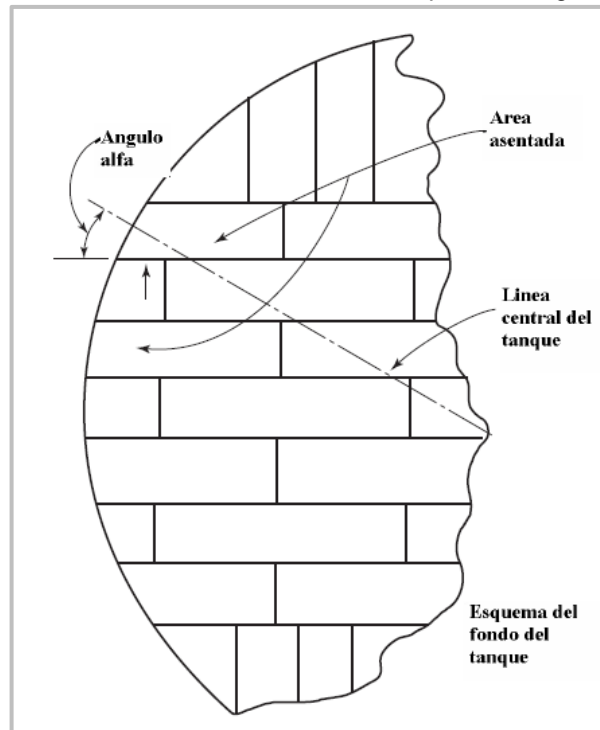


Figura 8. Asentamiento de borde con soldadura de traslape a un ángulo arbitrario al cuerpo¹¹.



¹¹ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

2.3. API 650

Esta norma tiene que ver con la construcción de Tanques de Almacenamiento Soldados, en cuanto a selección de materiales, diseño de elementos, tipo de juntas, ensayos, inspecciones, fabricación y montaje, con presiones cercanas a la atmosférica y que no excedan el peso de las láminas del techo por unidad de área.

Esta norma aplica para tanques soldados verticales cilíndricos, no enterrados, no refrigerados, de extremo superior abierto o cerrado, apoyados uniformemente en el suelo (cama de arena, grava, asfalto, concreto etc.), y de diferentes tamaños y capacidades, con temperatura máxima de operación de 93°C. Para tanques que requieran operar a presiones superiores hay otras normas que rigen su construcción u otros documentos de referencia para su aplicación o guía en temas específicos.

El API 650 está diseñado para la construcción de tanques seguros y con costos razonables, para el Almacenamiento de hidrocarburos y otros líquidos comúnmente usados y almacenados en la Industria. Pretende ayudar al cliente en la compra, fabricación y montaje y no prohíbe la compra o fabricación de tanques que cumplan con otras especificaciones.

2.4. API 571

Los mecanismos de falla son múltiples, dependiendo del tipo de producto almacenado, las condiciones de operación (temperatura, presión, etc.) y el material del que está hecho el tanque. Los defectos y discontinuidades suele formarse durante la fabricación, traslado o en la fase de operación, por tal razón, es muy importante conocer los posibles mecanismos de daño (posibles causas) para identificar en qué fase se pueden producir y poder direccionar la inspección a dichos mecanismos, con el fin de evitar mayores pérdidas.

El API 571 es la práctica recomendada en la que se encuentra información práctica sobre los mecanismos de daño que pueden afectar los equipos. Se puede conocer el tipo y la magnitud del daño que se puede esperar, ayuda a la selección de métodos de inspección eficaces para caracterizar el daño.

Este cubre las funciones del ingeniero inspector en la identificación de los materiales y equipos afectados, los factores críticos, morfología y apariencia del daño, prevención y mitigación del mismo.

Los daños más comunes en los equipos son: por pérdida general o localizada de material debido a corrosión y/o erosión, agrietamiento superficial y sub-superficial, micro-fisuras, formación de micro-huecos, cambios metalúrgicos.

Los mecanismos de daño se dividen en las siguientes secciones: ¹²

- a) Falla Mecánica y Metalúrgica.
- b) Pérdida uniforme o localizada de espesor.
- c) Corrosión a alta temperatura.
- d) Agrietamiento debido al medio ambiente.

Esta práctica recomendada sugiere la evaluación de los mecanismos de daño de la siguiente manera:

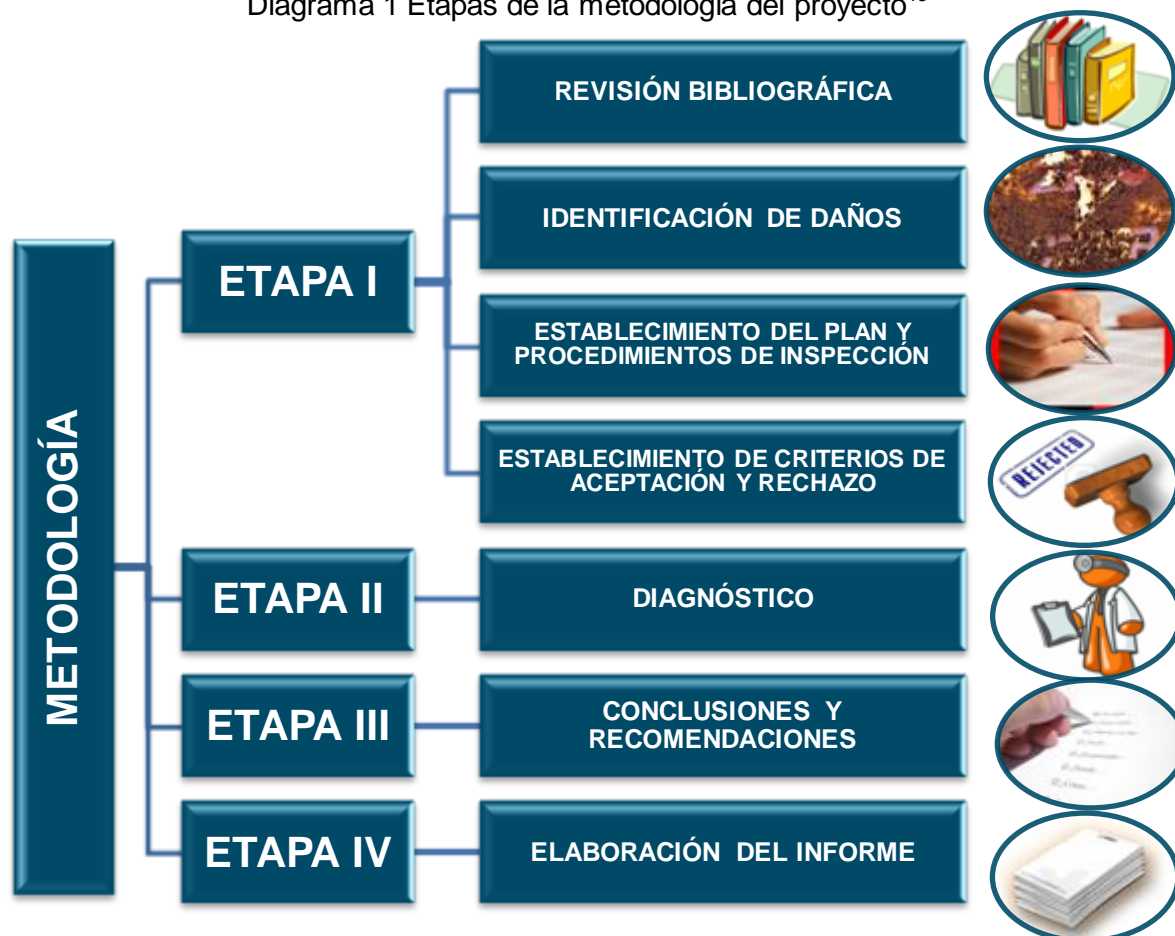
- ◆ Realizar la descripción de los posibles daños, indicando básicamente el mecanismo.
- ◆ Indicar los Materiales afectados, haciendo una lista de los materiales susceptibles al mecanismo mencionado.
- ◆ Identificar los factores críticos, haciendo una lista de ellos.
- ◆ Material o unidad afectada: lista de equipos o unidades donde comúnmente ocurre el mecanismo de daño.
- ◆ Hacer una descripción del aspecto o morfología de los daños, ayudados de imágenes para el reconocimiento de los mismos.
- ◆ Implementar los métodos de prevención y mitigación de los daños supuestos.
- ◆ Realizar la inspección y monitoreo por medio de Ensayos no destructivos para detectar y dimensionar los defectos relacionados con el mecanismo de daño.
- ◆ Hacer una discusión de los mecanismos de daño relacionados.
- ◆ Tener en cuenta referencias que proporcionan los antecedentes y la información pertinente.

¹² Fuente: Estándar API 571, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, first edition, December 2003.

3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

El trabajo de grado con modalidad práctica empresarial, se desarrolló en cuatro etapas, las cuales se describen a continuación (Ver diagrama 1).

Diagrama 1 Etapas de la metodología del proyecto¹³



3.1. ETAPA I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA, IDENTIFICACIÓN DE DAÑOS, ESTABLECIMIENTO DEL PLAN, PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN Y CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO

3.1.1 Revisión bibliográfica

Se realizó la revisión de normas aplicables al diseño, construcción, inspección y evaluación de los tanques de almacenamiento atmosférico.

¹³ Fuente: Autor del Proyecto.

3.1.2 Identificación de daños

Se identificaron los posibles daños presentes en el tanque haciendo la revisión de la siguiente información del equipo:

- ◆ Memorias de diseño y Dossier de construcción.
- ◆ Históricos de operación.
- ◆ Históricos de mantenimiento y reparación.
- ◆ Históricos de falla.
- ◆ Inspecciones anteriores, incluye fechas y resultados obtenidos.

Con la anterior información se procedió a la Identificación de mecanismos de daño acorde con lo establecido en API 571, discriminándolos por variables tales como temperatura, presión, producto almacenado, etc. Se tuvo en cuenta los daños comúnmente presentados en tanques de almacenamiento atmosférico.

3.1.3 Establecimiento del plan y procedimientos de inspección

Una vez identificados los mecanismos de daño, y las partes del equipo donde pueden presentarse, se elaboró el plan de inspección donde se especificó lo siguiente:

- ◆ Parte a inspeccionar.
- ◆ Mecanismo de daño presente.
- ◆ Ensayo a realizar para la verificación de la existencia del daño.
- ◆ Extensión de la inspección.

Posteriormente, se siguieron los procedimientos de inspección para cada una de las técnicas de ensayos no destructivos que se utilizaron en la etapa de diagnóstico. En esta parte del proceso de evaluación, se tuvo en cuenta lo establecido por los códigos, normas, prácticas recomendadas y procedimientos propios del cliente.

3.1.4 Establecimiento de criterios de aceptación y rechazo

Para la ejecución de la actividad de evaluación del estado mecánico y de corrosión de tanques atmosféricos, se utilizó como criterio de evaluación los documentos: API 653, API 650 y lo estipulado por el cliente.

3.2. ETAPA II: DIAGNÓSTICO

Con la información recopilada, el plan, los procedimientos de inspección documentados, y los criterios de aceptación y rechazo establecidos, se realizó el diagnóstico del estado mecánico y de corrosión del equipo.

En esta etapa se aplicaron cada una de las técnicas de ensayo no destructivos identificadas para encontrar los supuestos daños presente.

Se evaluó si los resultados encontrados mediante la aplicación de cada técnica, cumple con los criterios de aceptación y rechazo, que se establecieron en la etapa anterior.

Se contó con el apoyo de profesionales con certificaciones en la Evaluación de la integridad de tanques (inspector Autorizado API 653), y cada uno de los ensayistas y examinadores certificados por los organismos competentes para la aplicación de cada técnica (ASNT).

3.3. ETAPA III: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Esta etapa se realizó de la siguiente manera:

- ◆ Se concluyó si el tanque es o no apto para continuar en servicio y operación.
- ◆ Se emitieron las recomendaciones pertinentes, acorde con lo establecido en el código API 653, para cada condición que exceda los límites establecidos en los criterios de aceptación y rechazo.
- ◆ Conclusión General.

3.4. ETAPA IV: ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL DE LA PRÁCTICA EMPRESARIAL

Con todos los datos recopilados, se estableció la aptitud para el servicio del equipo, se emitieron las recomendaciones y conclusiones, plasmándolas en el presente informe final de Trabajo de Grado, con el fin de ser evaluado.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los siguientes resultados hacen parte de la inspección realizada a un tanque de almacenamiento de crudo, con el fin de dar cumplimiento a los objetivos propuestos para el desarrollo de esta práctica empresarial, en los cuales se sigue la metodología anteriormente descrita, y se tienen en cuenta cada una de las especificaciones propias de la norma en cuanto a la realización de una inspección de tanques, en donde se busca comparar los datos obtenidos en campo con los criterios de aceptación y rechazo y determinar si exceden los límites establecidos por norma. Estos resultados involucran la inspección realizada en el techo, cuerpo, fondo, patio y dique de un tanque de almacenamiento de crudo.

4.1. ALCANCE DE INSPECCIÓN

Dentro de la inspección se contemplaron una serie de actividades que a continuación se describen (Tabla 1):

Tabla 1 Alcance de la Inspección¹⁴.

ALCANCE					
IV para determinar el estado gral del equipo y particularmente lo relacionado con la corrosión exterior e interior y la cuantificación de los posibles daños encontrados (picadura, deformaciones, grietas etc.).	Medición de Espesores con Ultrasonido Scan A y B para determinar el estado general de corrosión interior y exterior.	Evaluación del fondo del tanque por la técnica de flujo magnético (MFL) y Caja de vacío.	Medición de Asentamientos del fondo y cuerpo del tanque	Realización de Ensayo de Partículas Magnéticas a las soldaduras del sumidero para determinar defectos que afecten la integridad del equipo	Diagnóstico general del estado del Tanque.

4.2. PRÁCTICA SEGURA

Se realizó la evaluación de riesgos potenciales a los que estaban expuestos el personal de inspección, de acuerdo a los lineamientos dados en API 2015, 2016 y la publicación 2217A.

¹⁴ Fuente: Autor del proyecto

Como documento de soporte de esta actividad se presentó el respectivo Análisis de Trabajo Seguro (ATS). Dentro de las condiciones evaluadas se pueden destacar, el estado de limpieza del tanque, el aislamiento de todo tipo de energía y gases combustibles, trabajo en espacios confinados, la no presencia de elementos que represente riesgos de caída, trabajo seguro en alturas, verificar que las vías de acceso al tanque se encuentren libres de obstrucciones, todo el personal ejecutante debe contar con los elementos básicos de protección personal, implementar señales informativas y/o preventivas en el lugar de trabajo, contar con equipo de comunicación y tener un plan de contingencia, todo con miras a la prevención de peligros y riesgos dentro de la actividad.

4.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE DISEÑO Y OPERACIÓN

4.3.1 Información de diseño y construcción (Ver Tabla 2).

Tabla 2 Información de diseño y construcción¹⁵

INFORMACIÓN DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN	
CÓDIGO DE CONSTRUCCIÓN	API 650
TIPO DE TANQUE	Vertical
TAG/Nro CAPITAL	TK 0001
SERVICIO	Crudo
AÑO DE CONSTRUCCIÓN	1956
CAPACIDAD NOMINAL (BLS)	45417
ALTURA (PIES)	42
ALTURA EFECTIVA (PIES)	41,2
DIÁMETRO NOMINAL (PIES)	58,5
PRESIÓN DE DISEÑO	Atmosférica
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0,86
NÚMERO ANILLOS EN CUERPO	7
CONSTRUCCIÓN DEL CUERPO	Soldado
EFICIENCIA DE JUNTA	0,85
TIPO DE TECHO	Flotante
FUNDACIÓN	Concreto

4.3.2 Materiales de diseño (Ver tabla 3)

Tabla 3 Materiales de diseño¹⁶

COMPONENTE	ESPECIFICACIÓN	ESPEJOR (in)
CUERPO ANILLO 1-7	ASTM A- 283	0,375-0,250

¹⁵ Fuente: Autor del proyecto

COMPONENTE	ESPECIFICACIÓN	ESPEJOR (in)
TECHO	ASTM A- 283	0,188
FONDO	ASTM A- 283	0,250
LÁMINA ANULAR	ASTM A- 283	0,375
ESTRUCTURAS	ASTM A- 36	---
TUBERÍAS	ASTM A-106	---

4.3.3 Históricos de operación inadecuada

El tanque no presenta históricos de operación inadecuada (Ver tabla 4).

Tabla 4 Históricos de operación inadecuada¹⁶

FECHA	EVENTO	DESCRIPCIÓN
NA	NA	NA

4.3.4 Históricos de mantenimiento, reparación e inspección (Ver tabla 5)

Tabla 5 Históricos de mantenimiento, reparación e inspección¹⁷

FECHA	TIPO	ALCANCE
1965	Inspección	Juntas del fondo con cámara de vacío
1976	Mantenimiento	Pintura externa cuerpo y techo
1980	Mantenimiento	Escaleras, pasarelas, (estructuras)
1982	Inspección	Estudio de asentamiento
1989	Mantenimiento	Cambio de algunas láminas del techo flotante
1989	Mantenimiento	Cambio del último anillo del cuerpo
1991	Recomendación	Limpiar e inspeccionar el techo por presencia de hidrocarburo
1998	Fuera de servicio	Por rotura del sistema de articulación de la escalera de acceso al techo

¹⁶ Fuente: Autor del proyecto

4.4. PLAN DE INSPECCIÓN

El plan de inspección lo realiza un inspector autorizado especificando la parte a inspeccionar, el mecanismo de falla factible y el ensayo a realizar para la verificación de la existencia del daño y la extensión de la inspección, las cuales se referencian a continuación (ver tabla 6)

Tabla 6 Plan de Inspección¹⁷

PLAN DE INSPECCIÓN			
PARTE	MECANISMO DE DAÑO	ENSAYO A REALIZAR	EXTENSIÓN
TECHO	Corrosión	I. Visual	100%
		UT Espesores	A criterio del inspector (5 áreas por lámina)
	Defectos de soldadura	I. Visual	100%
	Ampollamiento, entizamiento, agrietamiento del recubrimiento	I. Visual	100%
	Deformaciones de la estructura	I. Visual	100%
	Penetraciones del techo	UT Espesores	A criterio del inspector (4 pts en cuello y base, y 1 en tapa)
CUERPO	Corrosión	I. Visual	100%
		UT Espesores	A criterio del inspector (5 áreas por lámina)
	Defectos de soldadura	I. Visual	100%
	Ampollamiento, entizamiento, agrietamiento del recubrimiento	I. Visual	100%
	Asentamientos del cuerpo	Medidas de nivel	Ejes determinados por Norma
	Penetraciones del cuerpo	UT Espesores	A criterio del inspector (4 pts en cuello)
	Deformaciones –Falta de verticalidad y redondez	I. Visual	100%
Medidas de radios y falta de plomo		Ejes determinados por Norma	
FONDO	Corrosión	I. Visual	100%
		MFL	100%
	Defectos de soldadura	I. Visual	100%
		Partículas Magnéticas	Sumidero

¹⁷ Fuente: Inspector Autorizado.

PLAN DE INSPECCIÓN			
PARTE	MECANISMO DE DAÑO	ENSAYO A REALIZAR	EXTENSIÓN
		Cámara de vacío	100%
	Ampollamiento, grietas del recubrimiento	I. Visual	100%
	Asentamientos del fondo	Medidas de nivel	Ejes determinados por norma
DIQUE Y CANALES	Erosión, agrietamiento, capacidad de contención etc.	I. Visual	100%
PUESTAS A TIERRA	Continuidad	I. Visual	100%
ESCALERAS Y BARANDAS	Corrosión	I. Visual	100%

4.5. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN

Se desarrolló la metodología con base a las especificaciones técnicas exigidas por el cliente, tomando como punto de referencia el Manhole principal para la realización de los ensayos no destructivos requeridos en la evaluación del estado del Tanque.

Las actividades se desarrollaron con base en los siguientes procedimientos (Ver tabla 7).

Tabla 7 Procedimientos de Inspección¹⁸

No	PROCEDIMIENTO	ACTIVIDAD
1	GPRO-IN-I-TQS-02	LFET (Flujo Magnético)
2	GPRO-IN-I-TQS-03	UT SCAN A Y B
3	GPRO-IN-I-TQS-08	Cámara de vacío
4	GPRO-IN-I-TQS-06	Partículas magnéticas
5	GPRO-IN-I-TQS-09	Asentamiento de fondo
6	GPRO-IN-I-TQS-11	Verticalidad y Redondez

4.5.1 Inspección por flujo magnético (MFL)

La inspección mediante MFL del tanque se realizó de acuerdo con lo establecido en ASME SECCION V. Artículo 16 y el procedimiento No 1 de la Tabla 7 Procedimientos de Inspección.

¹⁸ Fuente: Procedimientos de Inspección Corporación CIMA.

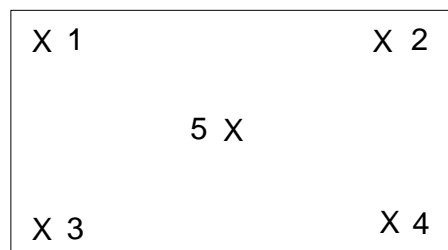
Se realizaron barridos al 100% de cada lámina, registrando las indicaciones relevantes y no relevantes mediante gráficas. Las zonas relevantes con cambio de fase, son marcadas en la lámina según tamaño de la indicación y posterior verificación por Scan B e Inspección Visual.

4.5.2 Inspección por Ultrasonido Scan A y Scan B

La inspección de los espesores del tanque se realizó de acuerdo con lo establecido en ASME SECCION V. Artículo 23. SE 797 Standard practice for Measuring Thickness by Manual Ultrasonic pulse echo contact method y el procedimiento No 2 de la Tabla 7 Procedimientos de Inspección.

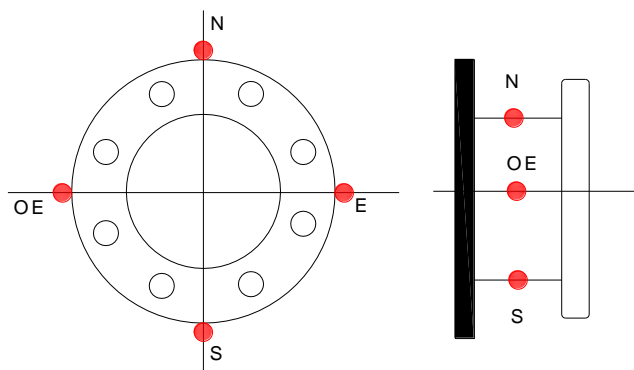
Techo: Se inspeccionó con UT el 100% de las láminas del techo. Tomando 5 lecturas mediante la técnica de UT SCAN A a cada lámina del techo. (Ver fig. 9).

Figura 9. Puntos Inspeccionados en lámina del techo¹⁹.



Boquillas del techo y cuerpo: Se realizó la medición de espesores cada 90° en cada boquilla (Norte, Sur, este, Oeste). (Ver fig 10).

Figura 10. Puntos Inspeccionados en boquillas techo y cuerpo¹⁹.



¹⁹ Fuente: Autor del proyecto

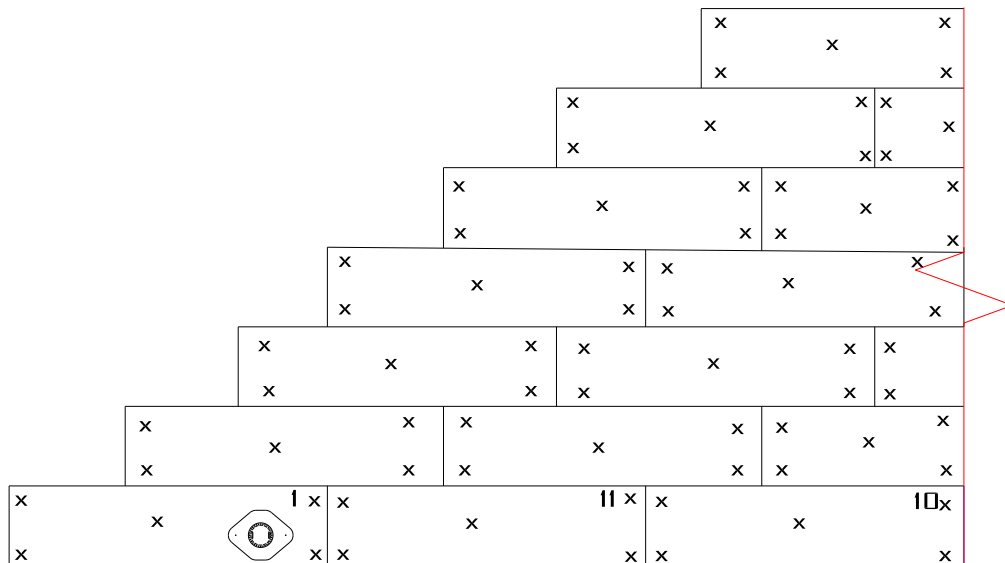
Fondo: Se realizaron comprobaciones con UT SCAN B. a las indicaciones mostradas por el equipo de MFL. Se toman 4 lecturas mediante la técnica de UT Scan A en cada lámina del fondo. (ver fig 11).

Figura 11. Puntos Inspeccionados en fondo, Scan A²⁰.



Cuerpo: Se inspeccionó con UT el 100% de las láminas del cuerpo, tomando 5 lecturas a cada lámina, mediante la técnica de UT Scan A. (ver fig 12).

Figura 12. Esquema desarrollo de cuerpo y puntos inspeccionados²⁰.



4.5.3 Determinación de asentamientos de fondo y cuerpo

Las medidas de asentamientos se realizaron de acuerdo con API 653 APENDICE B. y lo establecido en el procedimiento No 5 de la Tabla 7 Procedimientos de Inspección.

²⁰ Fuente: Autor del proyecto

Se realizaron mediciones de nivel de cada eje desde el cuerpo hasta el centro del tanque. El punto inicial es la estación 1 ubicado en el Manhole principal.

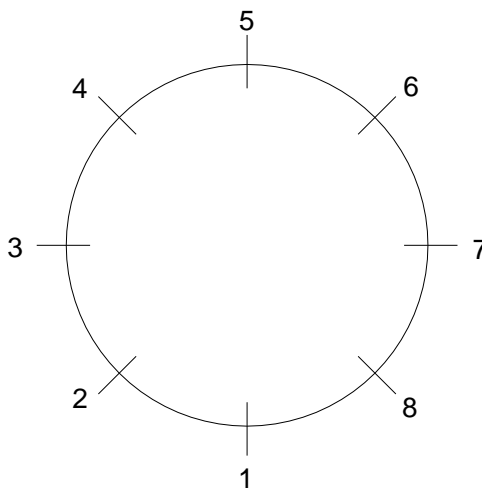
4.5.4 Medidas de desviación para verticalidad y redondez

Se desarrolló la metodología en base a las especificaciones técnicas propias del cliente, tomando como punto de referencia el Manhole principal y las estaciones siguientes se ubican en sentido horario y lo establecido en el procedimiento No 6 de la Tabla 7 Procedimientos de Inspección.

Se realizaron mediciones en 8 estaciones sobre el perímetro del tanque, ubicando puntos cada 45°. (ver fig 13).

Se tomaron mediciones para cada anillo en porcentajes de 0%, 1 ft, 50%, y 100% de cada lámina. El punto inicial es la estación 1 ubicado en el Manhole principal.

Figura 13. Puntos de referencia 8 estaciones²¹.



4.5.5 Detección de fugas por método de cámara de vacío a soldaduras del fondo del tanque

Se desarrolló la metodología en base a las especificaciones técnicas propias del cliente, y lo establecido en el procedimiento No 3 de la Tabla 7 Procedimientos de Inspección, ubicando la caja de vacío en las soldaduras del fondo manteniéndola por 5 segundos con un vacío de 5 PSI. Para esta prueba se debe utilizar una

²¹ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

presión parcial entre 3-5 Psi, observando la formación o no de burbujas en la superficie que indican defectos pasantes.

4.6. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO

Para la ejecución de la actividad de evaluación del estado mecánico y de corrosión de un tanque de almacenamiento de crudo, se utilizó como criterio de evaluación los documentos: API 653, API 650. Estas normas suministran criterios para la evaluación de la condición necesaria para que un tanque continúe en servicio, cambie de servicio o cuando se toman decisiones que involucre reparaciones, alteraciones, desmantelamiento, reubicación o reconstrucción del tanque existente. Sin embargo, estos criterios no intentaran sustituir ni subvalorar el análisis de ingeniería y los juicios requeridos para cada situación.

También si se inspecciona, repara, construye o modifica según estas normas, el ingeniero certificado, propietario o cliente puede elegir modificar, eliminar o implementar secciones de la misma.

4.6.1 Criterios para la evaluación de espesores de retiro²²

4.6.1.1 Cálculo del espesor mínimo para cuerpo de tanques soldados

Para el cálculo del espesor mínimo para todos los anillos del cuerpo, se usa la siguiente expresión: (ver Ec 6).

$$t_{min} = \frac{2,6 H - 1 DG}{SE} \quad (\text{Ec } 6)$$

Dónde:

t_{min} = Espesor mínimo aceptable, en pulgadas, no debe ser menor a 0,1 pulg en ningún anillo del tanque.

H = Altura desde el fondo del anillo en consideración hasta el nivel de líquido máximo, en pies.

D = Diámetro nominal del tanque, en pies.

²² Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

G= Gravedad específica más alta de los contenidos.

S= Máximo esfuerzo permitido en libras por pulgadas cuadradas (Psi). Para los tanques reconstruidos, S debe estar de acuerdo con el estándar aplicable actual.

4.6.1.2 Espesor mínimo para techo

La evaluación del espesor mínimo de techo se realizó de acuerdo a lo establecido en API 653 4.2. 2 (“Las láminas del techo corroídas con un promedio de espesor menor de 0,09” en cualquier área de 100 pulg² o láminas del techo con agujero pasante deberá ser reparadas o reemplazadas).

4.6.1.3 Pérdida de porcentaje y espesor mínimo para fondo

La evaluación de la pérdida de espesor mostrada por el equipo de MFL y posterior verificación con Scan B de espesores mínimos se realizó de acuerdo a lo establecido en API 653 Sección 4.4 y Tabla 4.4.

Espesor mínimo remanente de fondo después de un intervalo de operación (0.100”).

Espesor mínimo remanente de lámina anular después de un intervalo de operación (0.170”).

4.6.1.4 Espesor mínimo boquillas

La evaluación del espesor mínimo de boquillas se realizó de acuerdo a lo establecido en API 650 5.7 -5.10.

4.6.2 Criterios para la evaluación de verticalidad y redondez

Se evaluaron en base al API 653 tabla 10-2 a partir del cual se establece una desviación de radios máxima permisible para rangos de diámetros. (Ver tabla 8).

Tabla 8 Desviación de radios permisible²³

DIÁMETRO DEL TANQUE (ft)	TOLERANCIAS RADIALES (in)
<40	±1/2
40 a < 150	± 3/4
150 a < 250	± 1
≥ 250	± 1 1/4

La falta de verticalidad de la parte superior del cuerpo máxima relativa al fondo del cuerpo no debe exceder 1/100 de la altura total del tanque con un máximo de 5 Pulg. Los valores positivos representan la pérdida de redondez hacia fuera del tanque, los valores negativos representan la pérdida de redondez hacia el interior del tanque.

4.6.3 Criterios para la evaluación de asentamientos de cuerpo

La evaluación de los asentamientos se realizó de acuerdo a lo establecido en API 653 Apéndice B.

A partir de los datos obtenidos en campo, los materiales, y características de construcción, se realiza una curva cosenoidal óptima y se determina el asentamiento máximo permisible, el cual es comparado con el asentamiento medido en campo para establecer si se encuentra dentro del valor admisible según la norma.

4.6.4 Criterios para la evaluación de asentamientos de fondo y borde

La evaluación de los asentamientos se realizó de acuerdo a lo establecido en API 653 Apéndice B.

Para asentamientos de fondo se aceptan valores de depresiones o protuberancias que cumplan con lo establecido en el Apéndice B3.3. y figura B10 (figura 7 en este documento).

Para asentamientos de borde se aceptan valores de quiebre que cumplan con lo establecido en el Apéndice B3.4. y figuras B11 y B12 (figuras 8 y 9 en este documento).

²³ Fuente: Estándar API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Fourth Edition, April 2009.

4.7. DIAGNÓSTICO

4.7.1 Reconocimiento (ver fotografía 1)

- ◆ El techo y su estructura se encuentran en buen estado. Su condición es segura, por tal motivo se determinó proceder con la inspección interna del tanque y externa sobre el techo.



Fotografía 1. Panorámica del Tanque

- ◆ Las vías de acceso al tanque se encuentran libre de obstrucción, lo que facilita la entrada y salida.
- ◆ Para asegurar la entrada al tanque, se determinó el estado de limpieza de este, se verificó que estuviese libre de producto y gases combustibles, la cual fue aceptable.
- ◆ Se verificó la aplicación del SAS.

4.7.2 Fundación

- ◆ El tanque se encuentra soportado sobre un anillo perimetral en concreto, su estado general es bueno, sin embargo, se observan despotrillamientos en zonas localizadas. (ver fotografías 2 y 3).



Fotografías 2 y 3. Despotrillamientos encontrados en la fundación.

- ◆ No se observan fugas en la superficie interior del anillo.
- ◆ Se observan buenas pendientes en el anillo de concreto para que el agua lluvia del cuerpo drene lejos del tanque.
- ◆ No existe sello entre la prolongación del fondo y el anillo perimetral en concreto, esta condición permite que el agua penetre hacia el fondo del tanque, lo cual puede acelerar los procesos corrosivos.

4.7.3 Patio, dique y drenajes

- ◆ El dique del tanque cumple con la capacidad de contención, sin embargo, presenta daños localizados por agrietamiento, erosión y rompimiento de pared. (ver fotografías 4 y 5)



Fotografías 4 y 5. Pérdidas localizadas y erosión en dique de contención.

- ◆ Se observa vegetación en el patio y dique. (ver fotografía 6).



Fotografía 6. Patio y dique con vegetación.

- ◆ Los canales y drenajes no presentan obstrucción ni deterioro.
- ◆ Se observa que las pendientes del patio se dirigen hacia el canal perimetral del patio.
- ◆ No existen productos inflamables en la zona del dique.

4.7.4 ESTRUCTURAS DE ACCESO

- ◆ Las barandas, los peldaños y soldaduras de las escaleras se encuentran en buen estado mecánico y de corrosión. (ver fotografía 7).



Fotografía 7. Estructuras de Acceso.

- ◆ El recubrimiento del sistema de acceso se encuentra en buenas condiciones.

4.7.5 CUERPO

4.7.5.1 Inspección visual externa

- ◆ Externamente la condición general del tanque es buena, presenta deformaciones leves atribuidas al proceso de fabricación y montaje, no presenta focos de corrosión que afecten la integridad del cuerpo, boquillas, refuerzos y couplings.
- ◆ Se observa adelgazamiento y/o corrosión localizada en la prolongación de la pestaña perimetral de fondo, sin embargo, esto no afecta la integridad del equipo. (ver fotografías 8 y 9).



Fotografías 8 y 9: Adelgazamiento en pestaña perimetral.

- ◆ No se evidencian fisuras ni bajos espesores en los anillos del cuerpo.
- ◆ La inspección visual revela que los cordones de soldadura cumplen con los requerimientos de aceptación del Código API-650.
- ◆ No se observan crestas en las juntas verticales, que excedan lo establecido en API 653.

- ◆ El recubrimiento externo del cuerpo presenta entizamiento en el 100% de la superficie y pérdida de la capa de acabado, no apto para el servicio. (ver fotografía 10).



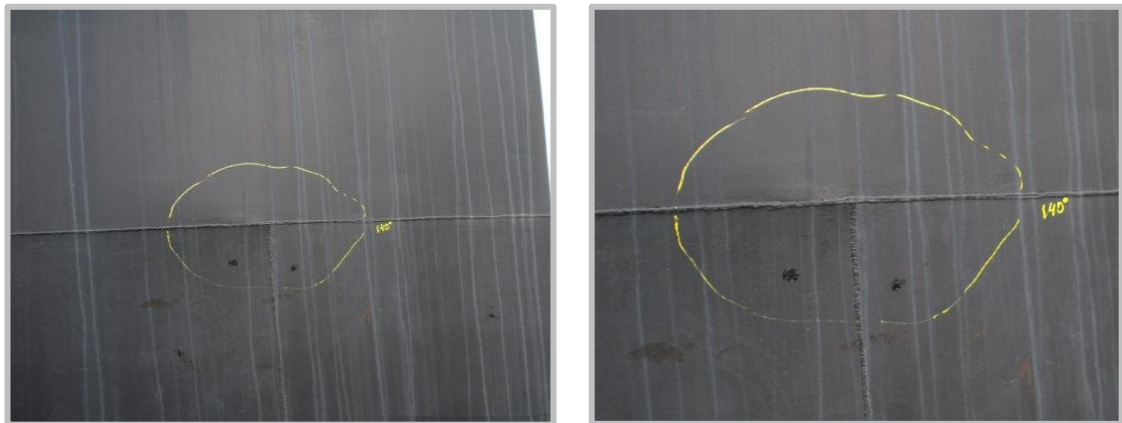
Fotografía 10: Recubrimiento en mal estado.

- ◆ Las puestas a tierra se encuentran instaladas en el cuerpo del tanque. (ver fotografía 11).



Fotografía 11: Puestas a tierra.

- ◆ Se halló banding hacia los 135°. No se evidencian fisuras ni bajos espesores. (ver fotografías 12 y 13).



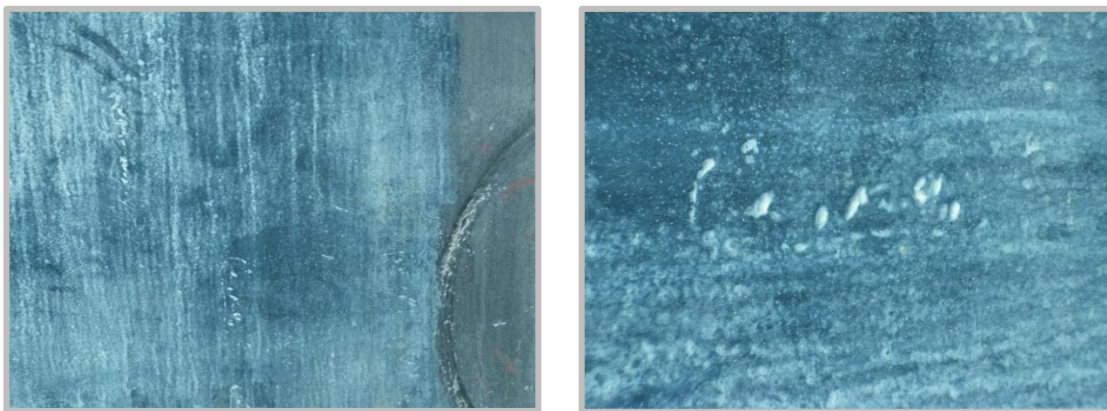
Fotografías 12 y 13: Banding.

- ◆ Se observan daños mecánicos con profundidades inferiores a 2mm, debidos posiblemente a la remoción de elementos soldados temporalmente al tanque en el proceso de fabricación y/o reparación. (ver fotografía 14).



Fotografía 14: Daños Mecánicos encontrados.

- ◆ Se observan picaduras agrupadas y pasivadas por el recubrimiento de hasta 2mm en zonas localizadas ubicadas en el primer anillo. (ver fotografías 15 y 16).



Fotografías 15 y 16: Picaduras Pasivadas.

4.7.5.2 Inspección interna

- ◆ Para efectos de cálculo se tomó el t_{prev} como el t nominal (in), y el t_{act} de la inspección del Año 2011, para 55 años de servicio que tiene el tanque.
- ◆ Los espesores del cuerpo se encuentran dentro de los límites establecidos en API 653. Estos espesores se relacionan en la siguiente tabla. (tabla 9).

Tabla 9 Espesores de Cuerpo, ratas de corrosión y vida residual²⁴.

ANILLO	ESPESOR MÍNIMO (in) CONFORME API 653	ESPESOR PROMEDIO (in)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN GENERAL (mpy)	ESPESOR MÍNIMO ENCONTRADO (in)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN LOCALIZADA (mpy)	VIDA RESIDUAL (Años)
1	0,262	0,373	0,03	0,331	0,80	50
2	0,223	0,249	0,02	0,240	0,18	50
3	0,167	0,247	0,05	0,237	0,24	50
4	0,131	0,249	0,02	0,235	0,27	50
5	0,100	0,238	0,22	0,232	0,33	50
6	0,100	0,231	0,35	0,226	0,44	50
7	0,100	0,236	0,25	0,225	0,45	50

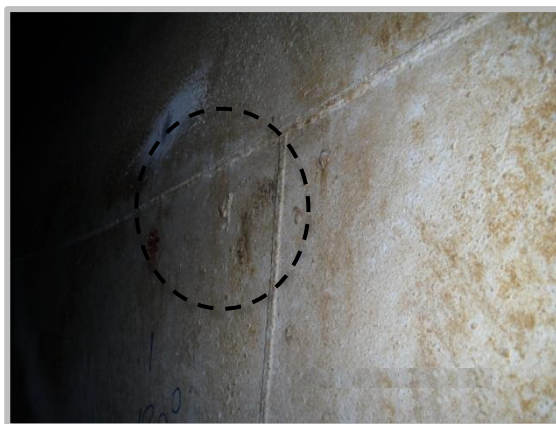
- ◆ En la determinación del espesor mínimo requerido se considera solamente la carga debido al líquido almacenado, los espesores se encuentran por encima de lo requerido en API 653, para las actuales condiciones de servicio. (tabla 10).

²⁴ Fuente: Autor del proyecto.

Tabla 10 Evaluación de cuerpo²⁵.

ANILLO	ALTURA DEL ANILLO	ALTURA DEL PRODUCTO	MATERIAL	S ²⁶	T(nom)	T(min) ²⁶	T(act)	EVALUACIÓN
1	6,0	41,2	A 283 Gr C	23600	0,375	0,262	0,373	ACEPTADO
2	6,0	35,2	A 283 Gr C	23600	0,250	0,223	0,249	ACEPTADO
3	6,0	29,2	A 283 Gr C	26000	0,250	0,167	0,247	ACEPTADO
4	6,0	23,2	A 283 Gr C	26000	0,250	0,131	0,249	ACEPTADO
5	6,0	17,2	A 283 Gr C	26000	0,250	0,100	0,238	ACEPTADO
6	6,0	11,2	A 283 Gr C	26000	0,250	0,100	0,231	ACEPTADO
7	6,0	5,2	A 283 Gr C	26000	0,250	0,100	0,236	ACEPTADO

- ◆ La altura del cordón de soldadura perimetral interno, que une al casco con el fondo, cumple con los requerimientos del código API-650, en cuanto a grosor y presentación.
- ◆ En general todas las soldaduras, verticales y horizontales, entre láminas, presentan buena condición de espesor y apariencia. No hay poros, chisporroteos, golpes de arco ni socavados rechazables.
- ◆ Se observan rebabas de soldadura de elementos temporales presentes desde la construcción, que no fueron removidos. Esta condición se presenta tanto interna como externamente. (ver fotografías 17 y 18).



Fotografías 17 y 18: Rebabas internas y externas en el cuerpo.

²⁵ Fuente: Autor del proyecto.

²⁶ Ver Ec (6) pág.44

4.7.6 Accesorios del cuerpo

4.7.6.1 Manholes y boquillas

- ◆ Internamente las boquillas presentan corrosión leve, su condición de operación es buena. (ver fotografía 19).
- ◆ En general las láminas del cuerpo no presentan abombamiento alrededor de las boquillas, causadas por deflexión excesiva de la tubería.
- ◆ Las boquillas y Manholes del tanque no presentan indicaciones de fuga en bridas, ciegos o alrededor de su tornillería.
- ◆ Los Manholes no presentan focos de corrosión, daños mecánicos, deformaciones, grietas en las soldaduras y láminas de refuerzo o ruanas.
- ◆ No se observan deformaciones en las láminas del cuerpo cercanas a las penetraciones.
- ◆ Los refuerzos, bridas y cuellos de las boquillas y manholes cumplen con lo establecido en la norma API 650.



Fotografía 19: Manhole

- ◆ Las penetraciones cumplen con los límites de espaciamiento de acuerdo a API 650, a excepción de N6, que presenta una separación inferior a 3" de la soldadura cuerpo-fondo.

- ◆ Los espesores de las penetraciones N8 y N12, se encuentran por debajo de lo establecido en API 650; sin embargo, en el mismo código en 5.7.1.8 con la aprobación del dueño, la forma y dimensiones del refuerzo pueden ser alteradas. (ver tabla 11).

Tabla 11 Espesores de Boquillas del Cuerpo²⁷

BOQ	Φ(In)	ESP REQUE	NIPLE				ESP MÍN	TAPA				ESP MÍN	RUANA 1 PTO
			N	E	S	OE		N	E	S	OE		
N1	24	0,250	0,789	0,760	0,762	0,759	0,759	0,806	0,707	0,733	0,724	0,707	0,877
N2	2	0,218	0,279	0,285	0,280	0,278	0,278	-	-	-	-	-	-
N3	1	0,250	0,235	0,229	0,231	0,230	0,229	-	-	-	-	-	-
N4	2	0,218	0,266	0,259	0,261	0,258	0,258	-	-	-	-	-	-
N5	20	0,250	0,762	0,758	0,763	0,745	0,745	0,462	0,527	0,494	0,501	0,462	0,87
N6	12	0,500	0,506	0,510	0,519	0,508	0,506	0,464	0,491	0,474	0,514	0,464	0,88
N7	20	0,250	0,748	0,739	0,744	0,746	0,739	-	-	-	-	-	-
N8	6	0,432	0,310	0,316	0,312	0,308	0,308	-	-	-	-	-	0,988
N9	16	0,500	0,521	0,514	0,518	0,529	0,514	-	-	-	-	-	0,897
N10	10	0,500	0,553	0,563	0,561	0,558	0,553	-	-	-	-	-	0,87
N11	24	0,250	0,742	0,740	0,739	0,749	0,739	-	-	-	-	-	0,881
N12	6	0,432	0,325	0,337	0,349	0,332	0,325	-	-	-	-	-	0,887
N13	12	0,500	0,538	0,541	0,536	0,528	0,528	-	-	-	-	-	0,887

- ◆ N1 presenta espesores superiores al requerido por código lo que ha sido decisión del cliente, a la hora de la construcción se usó un material de espesor mayor, lo que es usual en el resto de las penetraciones.

4.7.7 TECHO

4.7.7.1 Deck inferior

- ◆ Los espesores del techo se encuentran dentro de lo establecido en API 653. (ver tabla 12).

Tabla 12 Espesores del techo flotante²⁷

DESCRIPCIÓN	ESPESOR PROMEDIO (in)	ESPESOR MÍNIMO (in)	ESPESOR NOMINAL (in)
DECK INFERIOR	0,171	0,168	0,188
DECK SUPERIOR PONTONES	0,174	0,157	0,188
RIM	0,188	0,179	0,188

²⁷ Fuente: Autor del proyecto.

- ◆ Para el cálculo de vida remanente del techo se tuvo en cuenta el espesor nominal y los datos tomados en la inspección actual del techo del tanque, concluyendo que la rata de corrosión es de 0,29 mpy y la vida remanente del techo se calcula a 50 años para las actuales condiciones de servicio. (ver tabla 13).

Tabla 13 Evaluación del deck inferior²⁸

Años	t _{prev}	t _{act}	t _{min}	Ca ²⁹	Cr ³⁰	RL
55	0,188	0,171	0,09	0,08	0,00029	50

A continuación se muestran los espesores obtenidos para las boquillas de techo.

- ◆ El espesor mínimo es el cálculo del espesor de la boquilla según API 650 menos la tolerancia mínima de acuerdo al diámetro nominal según la tabla estándar de Schedules.
- ◆ Los siguientes espesores fueron encontrados en boquillas de techo. (ver tabla 14).

Tabla 14 Espesores de Boquillas de Techo²⁸.

DESCRIPCIÓN	ESPEJOR NOMINAL(in)	ESPEJOR MINIMO(in)
TELEMETRIA (8")	0,250	0,213
TOMA MUESTRAS (10")	0,365	0,353
MANHOLE 1 (41x36)	0,188	0,178
MANHOLE 2 (41x36)	0,188	0,183

- ◆ Se calculó un promedio para cada lámina y de estos promedios se tomó el menor para hallar la vida remanente del techo. El menor espesor promedio fue 0,171" (2011) vs 0,188" (1956).
- ◆ Con el valor del menor espesor promedio se calculó la velocidad de corrosión general de las láminas del techo = 0,30 mpy; y con el mínimo espesor encontrado se calculó la velocidad de corrosión localizada = 0,4 mpy.

²⁸ Fuente: Autor del proyecto.

²⁹ Corrosión admisible remanente, pulg

³⁰ Rata de Corrosión, pulg./año

- ◆ Los espesores de los manholes y las boquillas se analizaron según el espesor mínimo presentado en la figura 5-16 a 5-20, Norma API 650, Edición 11, Adendo 2 - Noviembre 2009, Capítulo 5.
- ◆ El recubrimiento del lado externo se encuentra en mal estado. Se observan áreas con picaduras no críticas. (ver fotografía 20).



Fotografía 20: Picaduras no críticas.

- ◆ Se observan áreas con estancamiento de agua en el techo del tanque. Estas zonas presentan materia orgánica. (ver fotografía 21).



Fotografía 21: Estancamientos de Agua.

4.7.7.2 Pontones del techo flotante

- ◆ Los pontones se visualizan en buenas condiciones operativas y las soldaduras no presentan anomalías.

- ◆ No hay presencia de producto ni indicios de falta de hermeticidad.
- ◆ La lámina 59 de los pontones, al igual que la lámina del RIM se encuentran deformados. (ver fotografías 22 y 23).



Fotografías 22 y 23: Pontón del techo flotante.

- ◆ Las tapas de entrada a los pontones presentan facilidad de cierre y apertura y no están deformadas.

4.7.7.3 Soportes del techo flotante

- ◆ Los agujeros de los pasadores de las guías del techo no presentan alteraciones ni signos de rotura.
- ◆ No se observan pérdidas de espesor en los soportes (por inspección visual).

4.7.7.4 Sello secundario del techo flotante

- ◆ Las soldaduras del anillo de montaje no presenta corrosión ni rupturas.
- ◆ Los espacios entre el sello secundario y el cuerpo del tanque son uniformes (por inspección visual).

- ◆ El sello secundario alrededor de la lámina 42 se encuentra agrietado y no cumple con su función. (ver fotografía 24).



Fotografía 24: Sello secundario agrietado.

4.7.7.5 Aditamentos del techo flotante

- ◆ Las paredes de los manholes de los pontones no presentan corrosión u otro mecanismo de deterioro.
- ◆ No se visualiza deterioro de la condición mecánica y de corrosión del drenaje pero presenta obstrucción en su circulación por materia orgánica. (ver fotografía 25).



Fotografía 25: Estado del drenaje.

- ◆ La boya de medición de nivel y su guaya poseen libre movilidad.

- ◆ Los venteos no se encuentran corroídos y no se observan daños mecánicos, en sus componentes.
- ◆ El dique de espuma no se encuentra deformado y no se evidencia daño alguno.
- ◆ La tubería del sistema de medición y la tubería del sistema de muestreo no presentan corrosión ni pérdidas de espesor (por inspección visual). (ver fotografías 26 y 27).



Fotografías 26 y 27: Tuberías sistema de medición y de muestreo respectivamente.

- ◆ El limpiador de la camisa de medición y el limpiador de la camisa de muestreo funcionan de manera apropiada.
- ◆ Los rodillos y guías de la tubería de medición no presentan acanaladuras.

4.7.8 Fondo

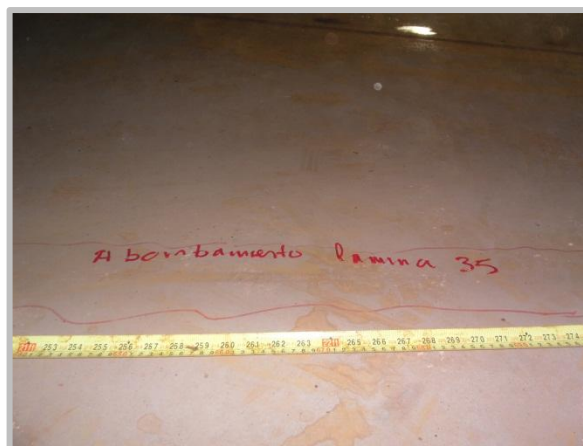
- ◆ El fondo del tanque está conformado por 43 láminas de 0,250" de espesor. El anillo anular posee 10 láminas con espesores de 0,375". La distribución se presenta en el Anexo C de esquema de fondo.
- ◆ No se observan agujeros pasantes en las láminas del fondo.

- ◆ En la superficie interior del fondo se observan picaduras críticas en las láminas centrales L16, L18, L19, L26, L29, L35, L38, L39 y L40. Su ubicación con respecto a los vértices de cada lámina se encuentra en el esquema Anexo D. (ver fotografía 28)



Fotografía 28: Picaduras en fondo.

- ◆ Existe deformación plástica en la lámina L35 ubicada en la zona inferior apuntando al este. Es aceptable según ASTM A6, Tabla 13 (deformación no mayor a 6 mm). (ver fotografía 29).



Fotografía 29: Deformación plástica.

- ◆ Se observan rebabas de soldadura de elementos temporales presentes desde la construcción que no fueron removidos, en las láminas L9, L22, L26. (ver fotografía 30).



Fotografía 30: Rebabas encontradas.

- ◆ No se observaron fugas en el ensayo de cámara de vacío en las soldaduras del fondo. (ver fotografía 31).



Fotografía 31: Ensayo de cámara de vacío.

- ◆ Se realizó evaluación mediante MFL al 97% de la superficie del fondo del tanque, donde se encontraron espesores de fondo por debajo de establecido en API 653, en las láminas L31 (0,108 mils) y L33 (0,147 – 0,153 mils), corroborado mediante ensayo UT Scan B. (ver fotografías 32 y 33).



Fotografías 32 y 33: Bajo espesor en L31, verificación por UT.

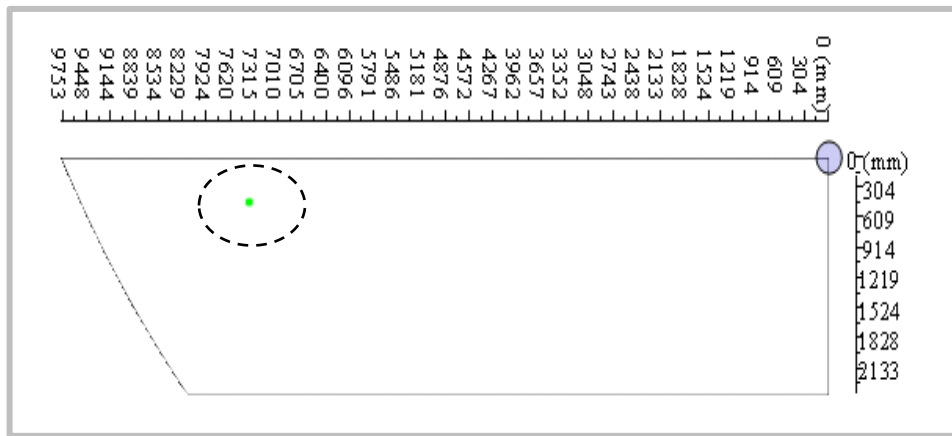
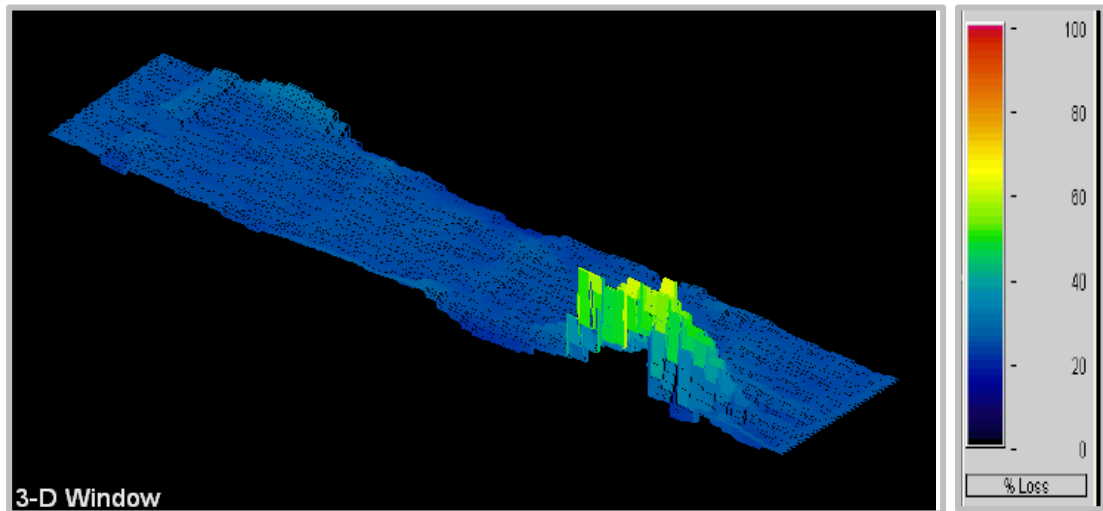
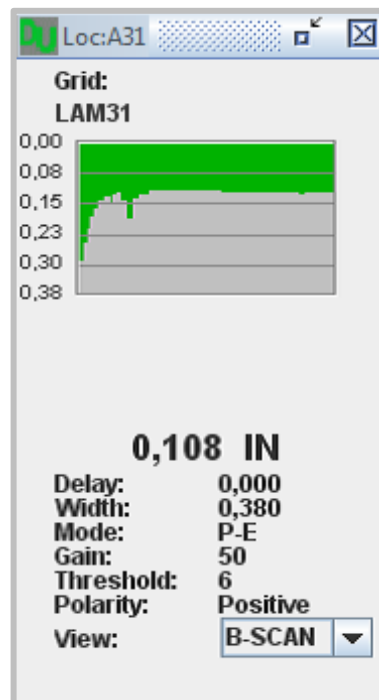


Figura 14 Lámina 31 Indicación relevante³¹



Gráfica 1: Rotación gráfica 3D Equipo Falcon Wing Span. L31.³¹

³¹ Fuente: Figuras y Gráficas del Equipo MFL.



Gráfica 2: Perfil Scan B verificación UT L31. ³²

Se calculó el espesor mínimo remanente como sigue:

Los valores se determinaron de la siguiente manera: **(0,168")** para láminas centrales del fondo. Para la lámina anular el valor calculado fue de **(0,263")**. La evaluación se realizó de acuerdo con la Ecuación 2, ítem 2.2.4, pág.22 :

Dónde:

MRT = Es el espesor remanente mínimo al final de un intervalo Or. Este valor debe alcanzar los requerimientos de la tabla 6.1. del código. Que en este caso es de (0.100"). Para anillo anular (0,170").

Or= Intervalo de operación en servicio (años a la próxima inspección interna) los cuales no deberán exceder lo permitido por 6.4.2. Los intervalos normales de operación son de 15 años, establecidos por el cliente.

RTbc = Espesor mínimo remanente del fondo del lado de la corrosión después de las reparaciones. El valor que se obtuvo para RTbc = 0,168" y 0,263" anillo anular.

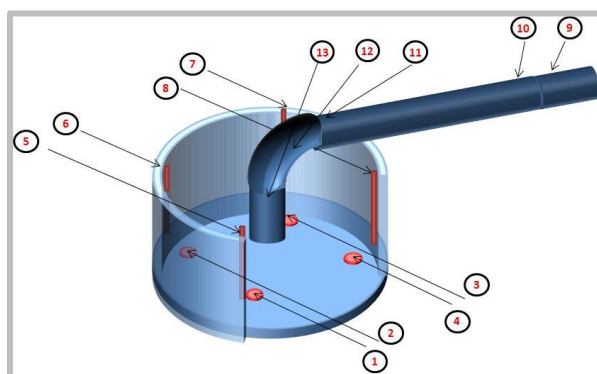
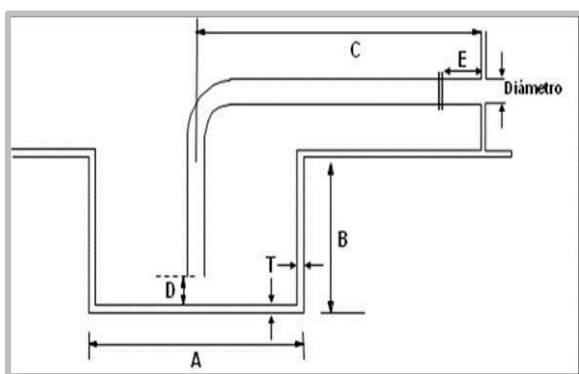
³² Fuente: Gráfica Scan B del Equipo de UT Dakota.

RTip = Espesor mínimo remanente de corrosión interna después de reparaciones.

StPr = Máxima tasa de corrosión no reparada sobre el lado superior. StPr= 0, porque tiene recubrimiento interno.

UPr=0 Máxima tasa de corrosión en el fondo. Tiene protección catódica efectiva.

- ◆ El sumidero cumple con lo establecido en API 650, en cuanto a las dimensiones requeridas, distancias mínimas y forma de la olla, ver figura 16 y tabla 15. (ver figuras 15 y 16).



Figuras 15 y 16. Esquemas del sumidero, distancias y puntos inspeccionados.

Tabla 15 Datos del Sumidero

Diámetro Tubería (in)	DATOS TOMADOS EN CAMPO					
	A [in]	B [in]	C [in]	D [in]	E [in]	T [in]
4	48	24	72	6	10	0,45
Diámetro Tubería (in)	DATOS TOMADOS DE NORMA API 650					
	A [in]	B [in]	C [in]	D [in]	E [in]	T [in]
2	24	12	42	2	6	0,313
3	36	18	60	3	6	0,375
4	48	24	81	4	6	0,375
6	60	36	102	6	6	0,438

- ◆ Los espesores del sumidero se encuentran dentro de los límites establecidos en API 650. (ver tabla 15).

- ◆ El sumidero no presenta grietas ni se observaron indicaciones relevantes en las soldaduras del sumidero. corroborado mediante ensayo de partículas magnéticas. (ver tabla 16, fotografías 34 y 35).

Tabla 16 Resultados del ensayo de Partículas Magnéticas³³.

IDENTIFICACIÓN ELEMENTOS	TIPO DE INDICACIÓN	LONGITUD (mm)	APROBADO		NOTA
			SI	NO	
SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL INTERNA	NINGUNA		X		
SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL EXTERNA	NINGUNA		X		
SOLDADURA CUERPO SUM - FONDO	NINGUNA		X		
SOLDADURA VERTICAL - CUERPO	NINGUNA		X		



Fotografías 34 y 35: Ensayo de Partículas Magnéticas.

4.7.8.1 Análisis de asentamientos de cuerpo

- ◆ No se evidencian asentamiento diferenciales en ninguno de los ejes evaluados. Debido a esta condición no se encuentran deflexiones actuales mayores que las máximas permitidas de acuerdo con API 653 Apéndice B.
- ◆ Se realizaron 8 mediciones de nivel de la pestaña perimetral cada 22,97 pies. Este valor se encuentra por debajo de lo establecido como separación máxima en API 653. (32 pies), lo que es aceptable.

³³ Fuente: Autor del proyecto.

El punto inicial (Estación 1) se ubicó en el manhole principal, y el resto se ubicaron en sentido horario.

Los valores de asentamiento de cuerpo se relacionan en la siguiente tabla. (Tabla 17).

Tabla 17 Valores de Asentamiento de cuerpo³⁴.

ESTACIÓN	1	2	3	4	5	6	7	8
VALOR	120,8	120,7	119,5	119,6	119,5	119,3	119,1	121,0

La máxima deflexión fuera del plano en las mediciones consideradas que se aceptan de acuerdo con el código es de 22 mm. Y la máxima deflexión encontrada es de -1,020 mm.

En la siguiente tabla se especifica los resultados del cálculo del máximo asentamiento permitido. (ver tabla 18).

Tabla 18 Máximo Asentamiento permitido³⁴.

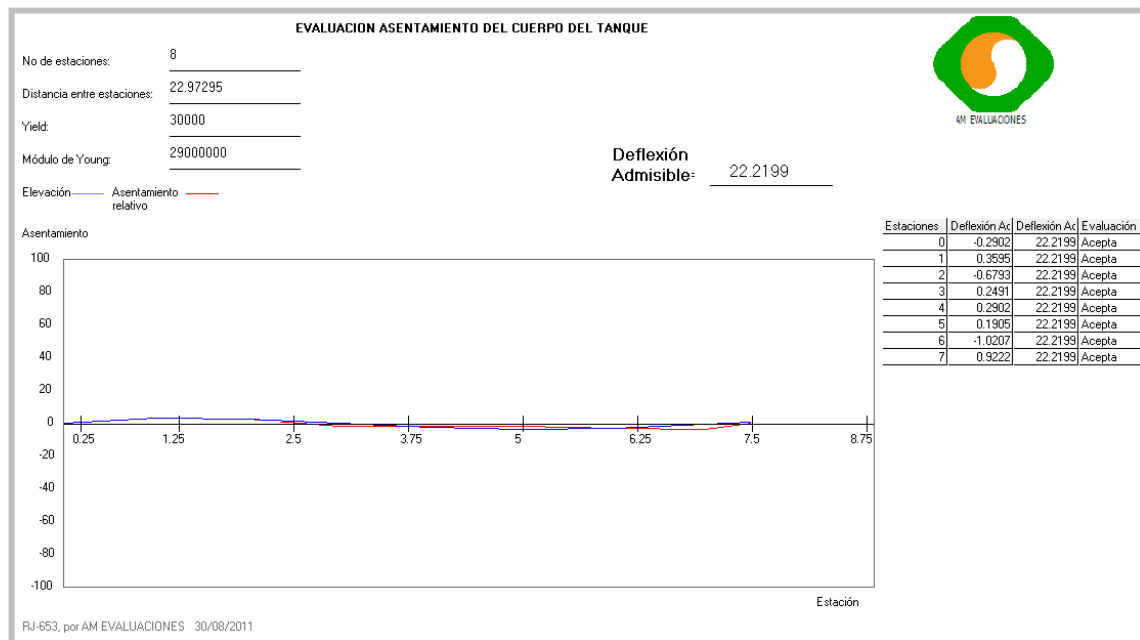
CÁLCULO DEL MÁXIMO ASENTAMIENTO PERMITIDO*			
L	Longitud del arco entre puntos medidos	(Pies)	22,97
Y	Esfuerzo de Fluencia	(Psi)	30000,00
E	Módulo de Young de la lámina	(Psi)	29000000,00
H	Altura del tanque	(Pies)	42,00
S	Deflexión permitida	(Pies)	0,07
		Pulgadas	0,86
		Milímetros	22

*Ver Ec (3)

³⁴ Fuente: Autor del proyecto.

En la gráfica se ilustra el asentamiento y se especifican los puntos donde la deflexión es menor o mayor que la permitida. (ver gráfica 3).

Gráfica 3: Evaluación de Asentamiento de cuerpo³⁵.



4.7.8.2 Análisis de asentamientos de fondo y borde

- ◆ No se observan asentamientos de fondo ni de borde por encima de los límites establecidos en API 653. (ver tabla 19).

Tabla 19 Medición de Asentamientos de fondo³⁶.

DISTANCIA DESDE EL CUERPO (m)	ESTACIÓN 1	ESTACIÓN 2	ESTACIÓN 3	ESTACIÓN 4	ESTACIÓN 5	ESTACIÓN 6	ESTACIÓN 7	ESTACIÓN 8
0,0	-500	-630	-610	-640	-550	-550	-560	-610
0,2	-500	-620	-603	-633	-547	-550	-555	-605
0,4	-500	-615	-590	-620	-546	-546	-550	-590
0,6	-499	-610	-577	-616	-545	-545	-543	-586
0,8	-498	-605	-576	-610	-535	-543	-540	-577
0,9	-493	-600	-570	-605	-535	-540	-535	-570
1,0	-499	-580	-565	-590	-527	-527	-530	-565
2,0	-504	-565	-550	-570	-520	-520	-523	-560
3,0	-500	-540	-530	-550	-520	-520	-506	-542

³⁵ Fuente: Software para cálculos de Asentamiento de Cuerpo.

³⁶ Fuente: Autor del proyecto.

DISTANCIA DESDE EL CUERPO (m)	ESTACIÓN 1	ESTACIÓN 2	ESTACIÓN 3	ESTACIÓN 4	ESTACIÓN 5	ESTACIÓN 6	ESTACIÓN 7	ESTACIÓN 8
4,0	-503	-520	-516	-512	-523	-532	-510	-520
CENTRO	-505	-505	-505	-505	-505	-505	-505	-505

4.7.8.3 Análisis de verticalidad y redondez

- ◆ El tanque no presenta falta de plomo en ninguno de los ejes valorados, de acuerdo a lo establecido en API 653 – 10.5.2.1. Los valores de radios a cada pie de altura en ocho ejes, con respecto al primer pie del tanque, se encuentran dentro de las tolerancias dimensionales admitidas para tanques reconstruidos por API 653. (ver tabla 20).

Tabla 20 Evaluación de verticalidad y redondez³⁷.

ANILLO	ALTURA	VERTICALIDAD DEL CUERPO (mm)								MÁXIMA DESVIACIÓN ACEPTADA (mm)
		ESTACIÓN								
		1	2	3	4	5	6	7	8	
1	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	
	1 Ft	-6	-5	-6	-7	-6	-3	-10	1	19,1
	50%	1	3	-6	-6	-8	-2	-6	-2	57,2
	100%	8	6	4	4	-4	7	3	8	57,2
2	50%	0	1	-1	-7	-9	1	-6	5	57,2
	100%	-3	0	-6	-10	-8	-6	-8	-1	57,2
3	50%	-5	3	-9	-13	-7	-7	-14	-4	57,2
	100%	0	11	-4	-10	3	1	-8	-3	57,2
4	50%	-9	17	-8	-11	-2	-4	-12	-11	57,2
	100%	-8	16	-8	-9	-4	-2	-16	-10	57,2
5	50%	-7	21	-5	2	4	4	-26	-12	57,2
	100%	4	25	-3	5	17	21	-3	-7	57,2
6	50%	0	25	-11	0	10	16	-9	-20	57,2
	100%	0	26	-12	2	7	20	-18	-16	57,2
7	50%	0	21	-8	0	6	21	-20	-20	57,2
	100%	13	35	-3	16	12	30	-12	-13	57,2
MÁX DESVIACIÓN - FALTA DE PLOMO MEDIDA		19,0	40,0	3,0	23,0	18,0	33,0	5	14,0	
MÁX DESVIACIÓN - FALTA DE PLOMO PERMITIDA (mm)		76								
ESTACIÓN		1	2	3	4	5	6	7	8	
MEDIDAS DE ASENTAMIENTO										

³⁷ Fuente: Autor del proyecto.

5. CONCLUSIONES

Se realizó la evaluación del estado mecánico y de corrosión de un tanque de almacenamiento de crudo de acuerdo con la norma API 653, realizando la investigación correspondiente a todos los códigos, normas y prácticas recomendadas aplicables a tanques de almacenamiento, revisando su información de diseño, construcción y todos sus históricos de falla, reparación e inspección, identificando los mecanismos de falla y realizando los diferentes ensayos no destructivos para comparar los resultados con los criterios de aceptación y rechazo, lo que permitió emitir las recomendaciones pertinentes acorde a las indicaciones encontradas, cumpliendo de esta manera con cada uno de los objetivos propuestos en este proyecto.

El tanque inspeccionado se identificó para este caso como TK 0001 para conservar la confidencialidad del mismo. Es un tanque de almacenamiento de Crudo, Vertical de gran capacidad, de techo flotante, construido bajo norma API 650, soldado, el cual en la inspección arrojó una serie de indicaciones relevantes que necesitan ser reparadas, porque exceden los límites propuestos en la norma y que deben suplirse antes de ser puesto en servicio.

Para el desarrollo de cada Ensayo no destructivo se tuvieron en cuenta todos los riesgos existentes y el personal encargado cumplió con cada uno de los requerimientos de seguridad para el buen desarrollo de cada actividad.

De acuerdo a lo observado en campo se concluye que el tanque es: **APTO PARA EL SERVICIO**. Sin embargo antes se requiere realizar las reparaciones pertinentes. (Ver anexo F).

6. RECOMENDACIONES

A partir de la realización de esta práctica empresarial surgen las siguientes recomendaciones:

Continuar incentivando tanto a estudiantes como Empresas, en la realización de prácticas empresariales, con el fin de aplicar sus conocimientos y adquirir otros, en el ámbito de la industria y tener la oportunidad de capacitarse en cada una de las técnicas de interés, en miras de un crecimiento personal y profesional basado en la responsabilidad, honestidad y ética.

Realizar análisis de RBI (API 580 Inspección basada en riesgos), como parte de una estrategia para el aseguramiento de la integridad mecánica del equipo durante su ciclo de vida.

Para futuros proyectos, se recomienda explorar otras áreas de la inspección basándose en otros códigos, como por ejemplo, la inspección de recipientes a presión bajo código API 510, con el objetivo de dar a conocer un área diferente de la inspección, teniendo en cuenta que las variables y las condiciones de servicio cambian y de esta forma ampliar las herramientas de estudio e investigación.

7. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1]. API STD 653, "Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction" FOURTH EDITION, APRIL 2009, ADDENDUM 1, AUGUST 2010.
- [2]. API Recommended Practice 571. "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry" FIRST EDITION, DECEMBER 2003.
- [3]. API Recommended Practice 575. "Guidelines and Methods for Inspection of Existing Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks", SECOND EDITION, MAY 2005 .
- [4]. API Recommended Practice 579-1/ASME FFS-1, Fitness-For-Service, AUGUST 11, 2009.
- [5]. API Standard 650, Welded Tanks for Oil Storage, ELEVENTH EDITION, JUNE 2007, ADDENDUM 1: NOVEMBER 2008, ADDENDUM 2: NOVEMBER 2009, EFFECTIVE DATE: MAY 1, 2010.
- [6]. API Recommended Practice 651, Cathodic Protection of Aboveground Storage Tanks, THIRD EDITION, JANUARY 2007.
- [7]. API Recommended Practice 652, Lining of Aboveground Petroleum Storage Tank Bottoms, THIRD EDITION, OCTOBER 2005.
- [8]. ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC) 1, Section V: Nondestructive Examination, Julio 2007.
- [9]. ASME BPVC, Section IX: Welding and Brazing Qualifications, Julio 2004.
- [10]. ASTM E-797. Standard Practice for Measuring Thickness by Manual Ultrasonic Pulse-Echo Contact Method1, .
- [11]. ASTM E-114 Standard Practice for Ultrasonic Pulse-Echo Straight-Beam Examination by the Contact Method1.
- [12]. ASTM E709: Standard Guide for Magnetic Particle Examination.
- [13]. ASTM E1444: Standard Practice for Magnetic Particle Examination.

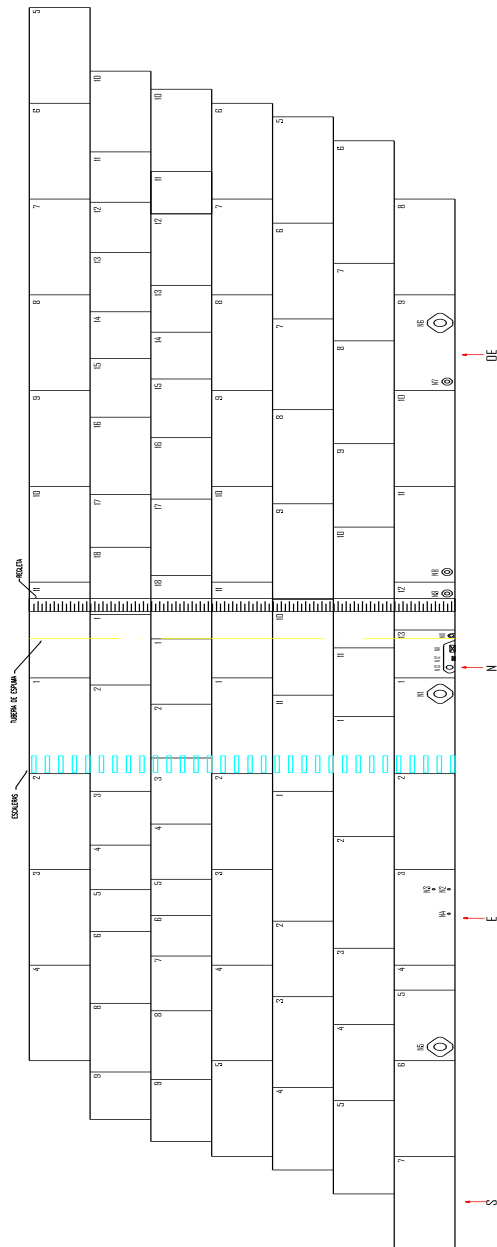


- [14]. ASME. Section. Article 7: Magnetic Particle Examination, Julio de 2004.
- [15]. ASME Section VIII Division I Ap.6: Methods for Magnetic Particle Examination, Julio de 2004.
- [16]. ASTM E 165: Standard Test Method for Liquid Penetrant Examination.
- [17]. ASME. Section V. Article 6: Liquid Penetrant Examination, Julio de 2004.
- [18]. ASME. Section V. Article 24: Liquid Penetrant Standards, Julio de 2004.
- [19]. ASME Section VIII Division I Ap. 8: Methods for Liquid Penetrant Examination, Julio de 2004.

ANEXOS³⁸

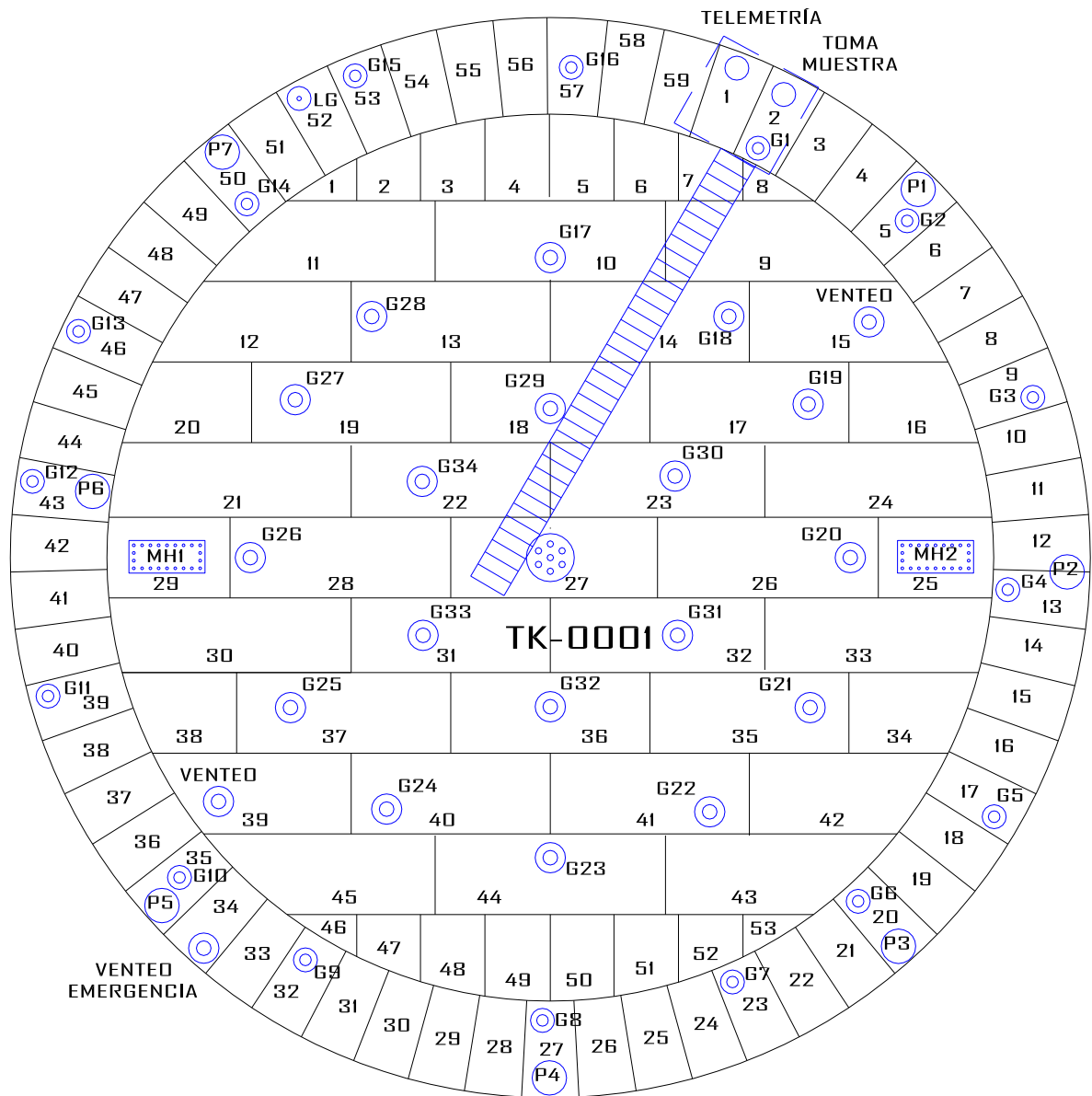
ANEXO A: ESQUEMA DEL CUERPO

Anexo A Esquema del Cuerpo



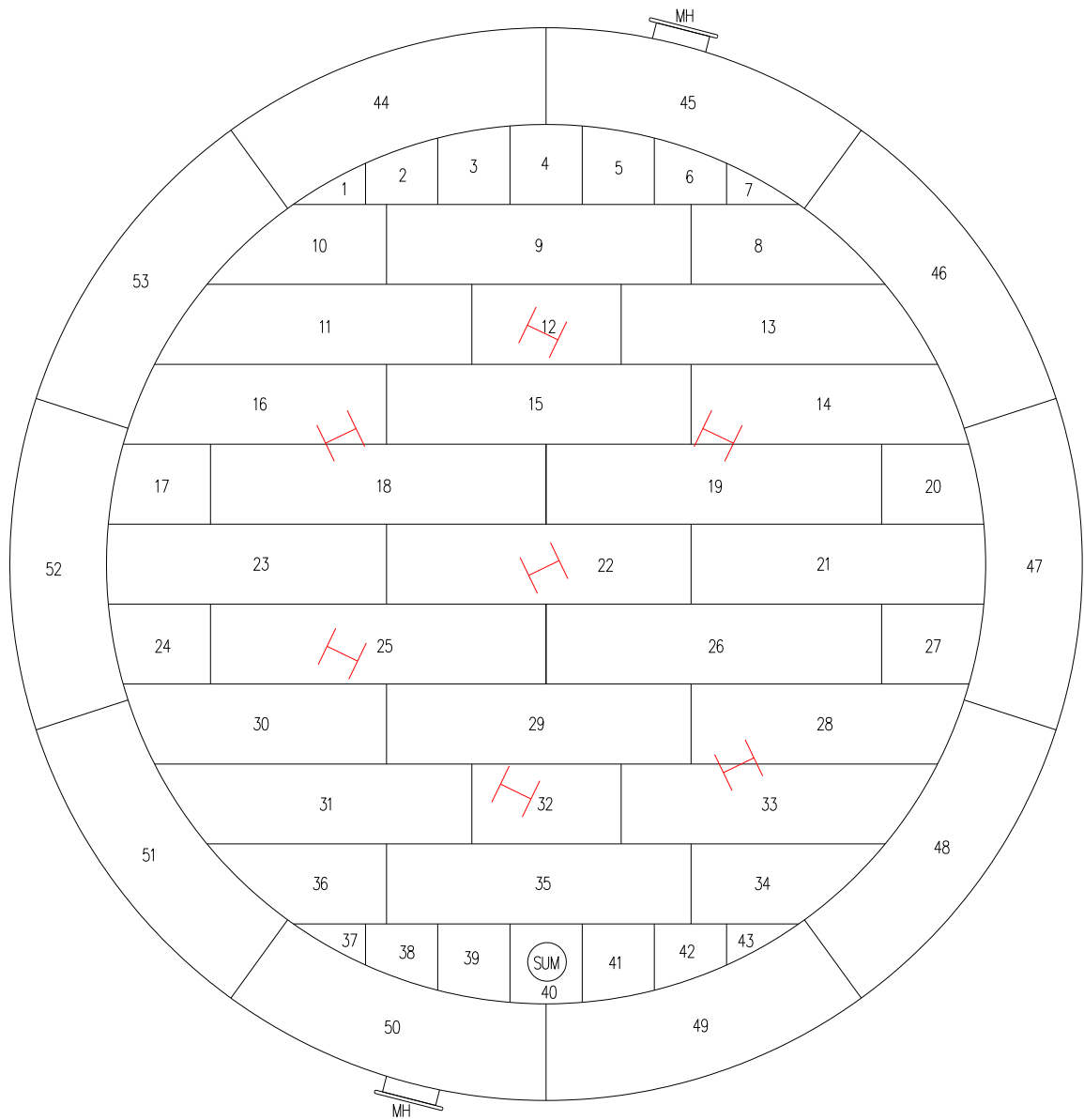
³⁸ Fuente: Autor del proyecto.

ANEXO B: ESQUEMA DEL TECHO



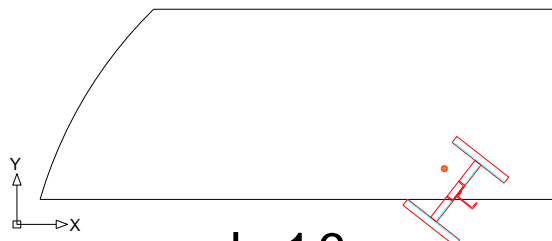
nexo B Esquema del Techo

ANEXO C: ESQUEMA DEL FONDO



Anexo C Esquema del Fondo

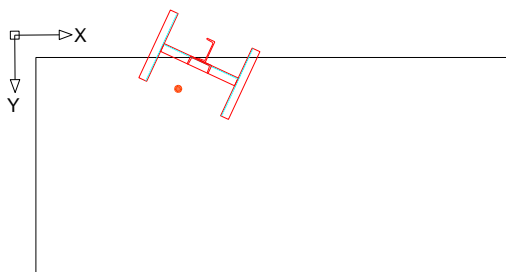
ANEXO D: ESQUEMAS DE PICADURAS ENCONTRADAS



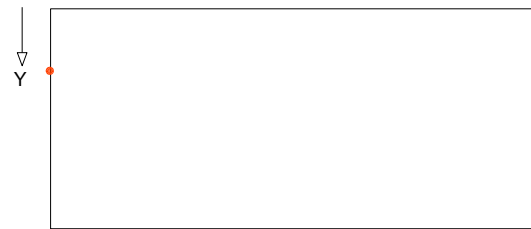
L-16



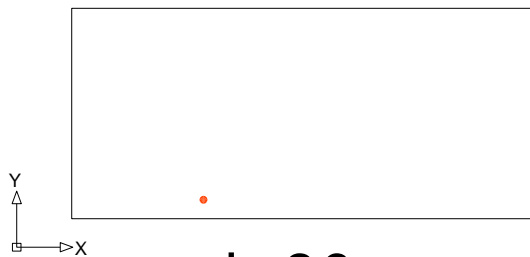
L-18



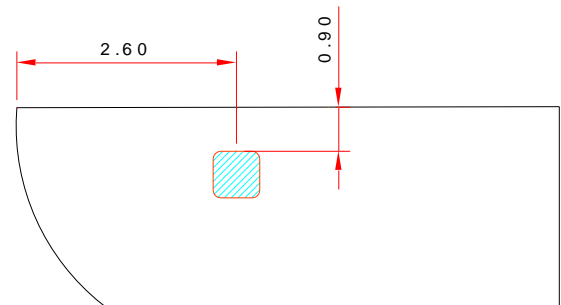
L-19



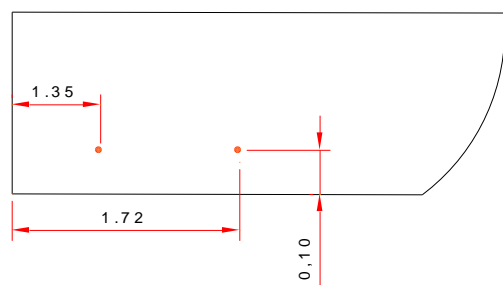
L-26



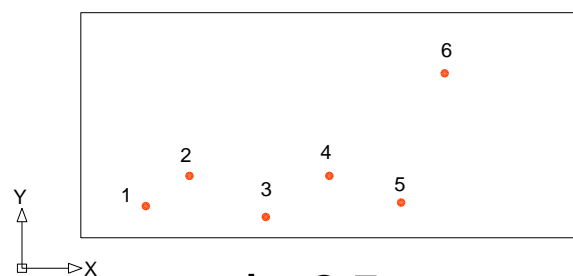
L-29



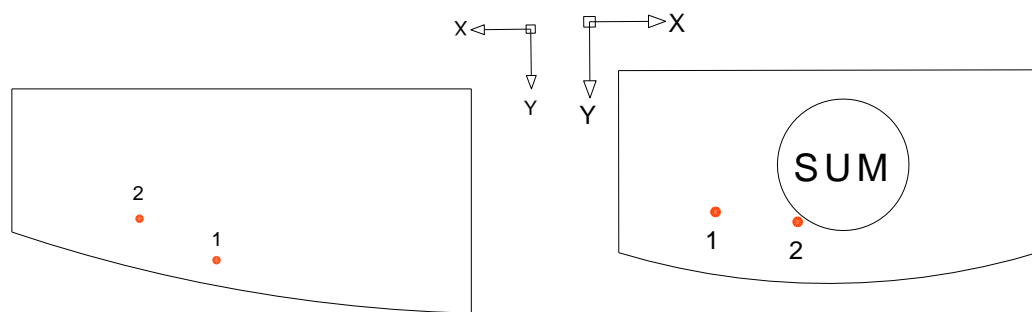
L-31



L-33



L-35



L-38

L-40

Anexo D Picaduras Encontradas

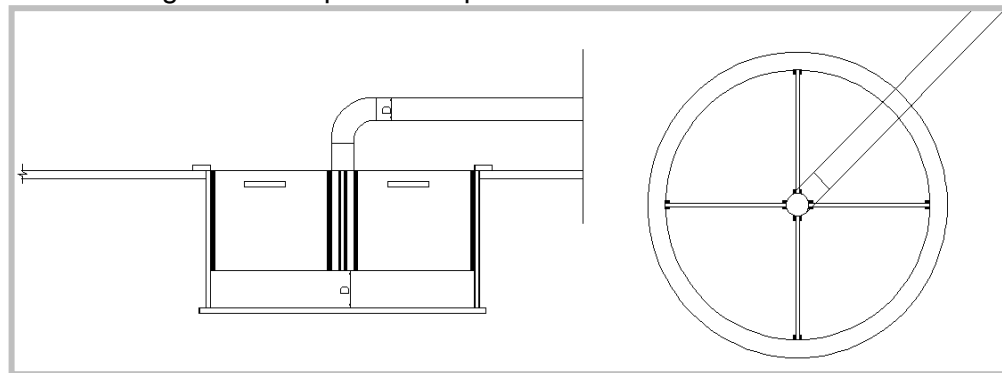
ANEXO E. RECOMENDACIONES PARA INDICACIONES RELEVANTES EN EL TANQUE TK 0001.

Anexo E Recomendaciones

- ◆ Se recomienda lavar el 100% de la superficie externa del tanque (cuerpo y techo) mediante procedimiento de mantenimiento debido al mal estado del recubrimiento externo.
- ◆ Aplicar internamente recubrimiento al 100% del fondo, al primero y último anillo del cuerpo, 100% del techo internamente, vigas, cartelas, corona, correas del techo y a los seis primeros pies de la columna central contiguos al fondo y a los seis últimos pies de la columna central contiguos al techo del tanque, y tuberías internas. Se debe aplicar el esquema de pintura y tipo de preparación superficial propuesto por ECP.
- ◆ Reparar el dique en las zonas que presentan erosión y daño, y retirar la vegetación presente, utilizar para la reparación del dique pavimento flexible tipo tráfico liviano por su gran resistencia a las condiciones ambientales.
- ◆ Se recomienda hacer monitoreos periódicos de las deformaciones encontradas en el pontón y rim ubicados en la lámina 59 descrita en 4.7.7.2.
- ◆ Retirar la materia orgánica presente en las zonas estancadas del techo, para mejorar la circulación por el drenaje y de igual forma evitar que se conviertan en causa de un conato de incendio, debido a la vegetación seca.
- ◆ Aplicar sellante tipo sika flex entre la prolongación del fondo del tanque y la fundación en concreto, en todo su perímetro, para evitar que el agua lluvia penetre hacia el exterior del fondo del tanque. Para reparar el despotrillamiento se debe utilizar como adherente sikadur 32 primer para pegar el concreto nuevo con el viejo.
- ◆ Retirar y reemplazar las boquillas N8 y N12, debido que se encuentran por debajo del espesor requerido por código. Para tal labor se requiere utilizar tubería ASTM A 106 ó API 5L. Con espesores de acuerdo a lo requerido en API 650 para cada diámetro. Para la soldadura se debe utilizar electrodo AWS E 6010 para pase de raíz y AWS E 7018 para presentación. Todas las reglas de espaciamiento establecidas en API 650 deben ser cumplidas.

- ◆ Reparar el sello secundario en la zona mencionada en 4.7.7.4, para asegurar su hermeticidad.
- ◆ Instalar parches de 12"x12" marcado en campo para los bajos espesores encontrados mediante ensayo de MFL, descritos en 4.7.8 (L31 y L33). Fabricar los parches con láminas de acero ASTM A-285 Gr C de ¼" de espesor utilizar electrodo AWS E 6010 de 1/8" de diámetro para pase de raíz y AWS E 7024 de 1/8" de diámetro para presentación. Todas las esquinas de los parches deben ser fabricadas con una curvatura mínima de 2" de diámetro.
- ◆ Construir un rompedor de vórtice en el sumidero para evitar turbulencias y para que el producto recircule, el cual consta de 4 láminas verticales (baffles anti-vórtice) ubicadas dentro del sumidero del tanque. Los baffles deben estar situados alrededor del tubo de drenaje y deben coincidir con la altura del sumidero. Las láminas no estarán soldadas ni al drenaje ni al sumidero, se sostendrán por medio de guías de tal forma que puedan ser retiradas para limpieza. El material a utilizar será láminas de acero ASTM A285 gr C de 1/4 "de espesor. Se debe utilizar electrodo AWS E 6010 de 1/8" de diámetro. (ver figura 17. Detalle de vórtice).

Figura 17. Esquema rompedor de vórtice en sumidero³⁹.



- ◆ Esmerilar y pulir las rebabas de la operación de soldadura externas e internas indicadas en 4.7.5.2, para uniformidad en las láminas.

³⁹ Fuente: Estándar API 650, Welded Tanks for Oil Storage.

- ◆ Esmerilar y desbastar los bordes de las picaduras descritas en 4.7.8 marcadas con rojo en el fondo del tanque, se debe esmerilar hasta obtener un contorno suave. Posteriormente se debe realizar relleno mediante la aplicación de soldadura con electrodo AWS E7018 de 1/8" de diámetro y pulir hasta obtener el perfil de la lámina del fondo.