	GESTIÓN DE SERVICIOS ACADÉMICOS Y BIBLIOTECARIOS		CÓDIGO	FO-GS-15	
			VERSIÓN	02	
	ESQUEMA HOJA DE RESUMEN			FECHA	03/04/2017
				PÁGINA	1 de 1
ELABORÓ		REVISÓ	APROBÓ		
Jefe División de Biblioteca		Equipo Operativo de Calidad	Líder de Calidad		

RESUMEN TRABAJO DE GRADO

AUTOR(ES):

NOMBRE(S): DIANERY LISBETH APELLIDOS: ACOSTA ESPAÑA

FACULTAD: INGENIERÍA

PLAN DE ESTUDIOS: INGENIERÍA MECÁNICA

DIRECTOR:

NOMBRE(S): MEIMER APELLIDOS: PEÑARANDA CARRILLO

TÍTULO DEL TRABAJO (TESIS): EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO Y CORROSIÓN DEL TANQUE DE CRUDO BATERÍA COLON, DEL DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO, MEDIANTE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS SEGÚN API 653

RESUMEN

Conocer el estado mecánico de un equipo además de que si cumple con los requerimientos de servicio en la industria es decisivo para su rentabilidad y competitividad; garantiza su buen funcionamiento al igual que evita grandes pérdidas económicas a la empresa. En el área de los tanques almacenamiento de crudo se ven muy afectados por factores corrosivos ambientales, el producto almacenado y operación. La información suministrada se basa en educar con evidencias, análisis, buena toma de decisiones como se desarrolla la evaluación de un equipo para evitar su deterioro y determinar su aptitud de servicio. Se valdrá de un compendio y análisis de información tales como historial del equipo, normas de construcción para la identificación de los mecanismos de falla, además de establecer planes de inspección, criterios de aceptación y rechazo, la realización de ensayos no destructivos que en conjunto logra determinar el estado mecánico y de corrosión del tanque atmosférico de almacenamiento de crudo comprobando si es apto para servicio y definiendo sus recomendaciones de reparación, mejora o cambio; siendo este el proyecto como práctica empresarial que promueve la ejecución de buenos controles de inspección que actualmente se utilizan en la industria y su importancia en mantenimiento de equipos

PALABRAS CLAVE: Tanque atmosférico, corrosión, mecanismos de falla, inspección, mantenimiento.

CARACTERÍSTICAS:

PÁGINAS: 135 PLANOS: _0_ ILUSTRACIONES: _47_ CD ROOM: _1_

Copia No Controlada

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO Y CORROSIÓN DEL TANQUE DE CRUDO
BATERÍA COLON, DEL DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO, MEDIANTE ENSAYOS
NO DESTRUCTIVOS SEGÚN API 653

DIANERY LISBETH ACOSTA ESPAÑA

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍA

PLAN DE ESTUDIOS DE INGENIERÍA MECÁNICA

SAN JOSÉ DE CÚCUTA

2022

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO Y CORROSIÓN DEL TANQUE DE CRUDO
BATERÍA COLON, DEL DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO, MEDIANTE ENSAYOS
NO DESTRUCTIVOS SEGÚN API 653

DIANERY LISBETH ACOSTA ESPAÑA

Proyecto de grado presentado como requisito para optar por al título de

Ingeniero Mecánico

DIRECTOR

Ing. MEIMER PEÑARANDA CARRILLO

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍA

PLAN DE ESTUDIOS DE INGENIERÍA MECÁNICA

SAN JOSÉ DE CÚCUTA

2022

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE UN TRABAJO DE GRADO

FECHA: CÚCUTA, 29 DE JUNIO 2022

HORA: 09:00 A.m.

LUGAR: AULA DM 205 UFPS

PLAN DE ESTUDIOS: INGENIERÍA MECÁNICA

TÍTULO: "EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO Y CORROSIÓN DEL TANQUE DE CRUDO BATERÍA COLON, DEL DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO, MEDIANTE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS SEGÚN API 653."

Jurados: ING. JORGE EDUARDO GRANADOS GRANADOS
ING. JORGE ENRIQUE CABALLERO PRIETO

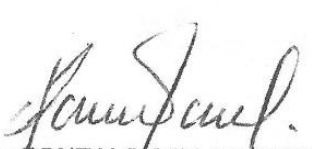
Director: ING. MEIMER PEÑARANDA CARRILLO

Nombre del estudiante	Código	Calificación	
		Letra	Número
DIANERY LISBETH ACOSTA ESPAÑA	1121544	Cuatro, Dos	4.2

APROBADA


ING. JORGE ENRIQUE CABALLERO PRIETO.


ING. JORGE EDUARDO GRANADOS G.


Vo.Bo GONZALO DE LA CRUZ ROMERO GARCÍA
Coordinador Comité Curricular
Ingeniería Mecánica

Resumen

Título: Evaluación del estado mecánico y corrosión del tanque de crudo batería colon, del departamento del Putumayo, mediante ensayos no destructivos según API 653

Conocer el estado mecánico de un equipo además de que si cumple con los requerimientos de servicio en la industria es decisivo para su rentabilidad y competitividad; garantiza su buen funcionamiento al igual que evita grandes pérdidas económicas a la empresa. En el área de los tanques almacenamiento de crudo se ven muy afectados por factores corrosivos ambientales, el producto almacenado y las condiciones de operación.

La finalidad de la información suministrada se basa en educar con evidencias, análisis, buena toma de decisiones como se desarrolla la evaluación de un equipo para evitar su deterioro y determinar su aptitud de servicio. Se valdrá de un compendio y análisis de información tales como historial del equipo, normas de construcción para la identificación de los mecanismos de falla, además de establecer planes de inspección, criterios de aceptación y rechazo, la realización de ensayos no destructivos que en conjunto logra determinar el estado mecánico y de corrosión del tanque atmosférico de almacenamiento de crudo comprobando si es apto para servicio y definiendo sus recomendaciones de reparación, mejora o cambio; siendo este el proyecto como práctica empresarial que promueve la ejecución de buenos controles de inspección que actualmente se utilizan en la industria y su importancia en el mantenimiento de equipos.

Palabras claves: Tanque atmosférico, corrosión, mecanismos de falla, inspección, mantenimiento.

Abstract

Title: Evaluation of the mechanical condition and corrosion of the colon crude battery tank, in the department of Putumayo, through non-destructive tests according to API 653

Key words: Atmospheric tank, corrosion, failure mechanisms, inspection, maintenance.

Knowing the mechanical state of a piece of equipment in addition to whether it meets the service requirements of the industry, is decisive for its profitability and competitiveness; guarantees its correct operation, as well as avoiding large economic losses for the company. In the area of crude oil storage tanks, these are highly affected by environmental corrosive factors, the stored product and the operating conditions.

The purpose of the information provided is based on educating with evidence, analysis and good decision making, as the evaluation of a team is developed to avoid its deterioration and determine its aptitude for service. A compendium and analysis of information such as equipment history, construction standards for the identification of failure mechanisms will be used, in addition to establishing inspection plans, acceptance and rejection criteria, non-destructive tests that together manage to determine the mechanical and corrosion of the atmospheric crude oil storage tank, verifying if it is fit for service and defining its recommendations for repair, improvement or change; this being the project as a business practice that promotes the execution of good inspection controls that are currently used in the industry and its importance in the maintenance of equipment.

Contenido

	Pág.
Introducción	18
1. Presentación general	20
1.1 Título	20
1.2 Planteamiento del problema	20
1.2.1 Descripción del problema.	21
1.3 Formulación del problema	22
1.4 Justificación	22
1.5 Objetivos	23
1.5.1 Objetivo General	23
1.5.2 Objetivos Específicos.	23
1.6 Alcances y limitaciones	24
1.6.1 Alcances.	24
1.6.2 Limitaciones	24
1.7 Delimitaciones	25
1.7.1 Delimitación Espacial.	25
1.7.2 Delimitación temporal.	25
2. Marco referencial	26
2.1 Antecedentes	26
2.2 Marco contextual	27
2.3 Marco teórico	29
2.3.1 API 653: “Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction”	29

2.3.2 API 571: “Damage mechanisms affecting fixed equipmet in the refining industry”	38
2.3.3 Integridad mecánica y gestión de seguridad en los procesos.	39
2.3.4 Ensayos no destructivos (END)	40
2.3.5 Tipos de tanques de almacenamiento.	41
2.3.6 Corrosión De Tanques De Acero	43
2.3.7 Métodos de Inspección e Inspecciones Programadas	44
2.4 Marco conceptual	45
2.5 Fundamentos legales	47
3. Diseño metodológico	50
3.1 Tipo de investigación	50
3.2 Fuentes de información	50
3.2.1 Fuentes de Información Primaria.	50
3.2.2 Fuentes de Información Secundaría.	50
3.3 Etapas de la metodología	51
3.3.1 Etapa I	51
3.3.2 Etapa II.	52
3.3.3 Etapa III.	53
4. Análisis de resultados	54
4.1 Análisis de arte	54
4.2 Identificación de fallas	60
4.2.1 Características generales de diseño y operación.	61
4.2.2 Mecanismos de daños.	67
4.3 Plan de inspección	78
4.3.1 Procedimiento de inspección	80

4.3.2 Inspección con flujo magnético (MFL).	81
4.3.3 Inspección Por Ultrasonido (UT) Scan B y Scan A	81
4.3.4 Determinación de asentamiento cuerpo y fondo.	84
4.3.5 Detección de fugas por método de partículas magnéticas y liquido penetrante	85
4.4 Criterios de aceptación y rechazo	85
4.4.1 Criterios para evaluación de espesores de retiro	86
4.4.2 Criterios para evaluación de verticalidad y redondez.	87
4.4.3 Criterios para evaluación de asentamientos de fondo y borde.	88
4.5 Diagnóstico mediante ensayos no destructivos.	88
4.5.1 Reconocimiento.	88
4.5.2 Dique.	89
4.5.3 Fundación.	90
4.5.4 Estructuras de acceso.	93
4.5.5 Sistema de contraincendios.	94
4.5.6 Cuerpo.	95
4.5.7 Accesorios del cuerpo.	102
4.5.8 Techo	105
4.5.9 Accesorios del techo.	108
4.5.10 Fondo del tanque.	109
4.5.11 Sumidero	114
4.5.12 Verticalidad y redondez.	117
4.5.13 Análisis de asentamientos	118
4.6 Conclusiones finales de la evaluación del tanque de crudo	119
4.7 Recomendaciones generales	120

4.8 Controles requeridos	123
5. Conclusiones	125
6. Referencias bibliográficas	126
Anexos	129

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Información de Diseño, Construcción, operación e históricos.	62
Tabla 2. Materiales de Diseño-Cuerpo.	63
Tabla 3. Materiales de Diseño.	63
Tabla 4. Estudio fisicoquímico del fluido almacenado	65
Tabla 5. Históricos de eventos fuera de ventanas operativas y fallas	66
Tabla 6. Históricos, reparación e inspección.	67
Tabla 7. Mecanismos de daño a evaluar.	68
Tabla 8. Plan De Inspección.	78
Tabla 9. Procedimientos de inspección.	81
Tabla 10. Equipo de ultrasonido.	84
Tabla 11. Desviación de radios permisibles.	87
Tabla 12. Resultados de ensayo de líquidos penetrantes.	99
Tabla 13. Espesores del cuerpo del tanque tomados en campo mediante UT.	100
Tabla 14. Evaluación de espesores del cuerpo.	101
Tabla 15. Velocidades de corrosión y vida residual.	101
Tabla 16. Velocidad de corrosión norma NACE.	102
Tabla 17. Espesores de las boquillas del cuerpo.	104
Tabla 18. Espesores del techo fijo del tanque.	107
Tabla 19. Evaluación de espesores del techo fijo.	107
Tabla 20. Espesores de las boquillas del techo fijo.	109
Tabla 21. Espesores del fondo del tanque tomados mediante UT.	109
Tabla 22. Evaluación de espesores del fondo del tanque.	113

Tabla 23. Distancias evaluadas del sumidero.	115
Tabla 24. Resultado del ensayo de partículas magnéticas.	116
Tabla 25. Espesores del sumidero tomados mediante UT.	117
Tabla 26. Resultados de la evaluación de verticalidad y redondez del tanque.	118
Tabla 27. Plan de inspección TK- CRUDO.	124

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Inspección de las áreas de corrosión.	32
Figura 2. Asentamiento de borde.	35
Figura 3. Asentamiento del fondo cerca del cuerpo del tanque.	36
Figura 4. Asentamiento del fondo alejado del cuerpo del tanque.	37
Figura 5. Tipos de tanques atmosféricos.	57
Figura 6. Eficiencias de juntas para juntas soldadas.	62
Figura 7. Materiales recomendados.	64
Figura 8. Esquema informativo de inspección por ejes. Procedimientos de inspección Corporación CIMA (2021)	80
Figura 9. Puntos inspeccionados en la lámina de techo.	82
Figura 10. Puntos inspeccionados en las boquillas.	83
Figura 11. Equipo de ultrasonido Dakota.	83
Figura 12. Esquema del cuerpo del tanque.	89
Figura 13. Espesor nominal de la placa.	92
Figura 14. Espesor nominal de boquillas.	105
Figura 15. Espesor nominal del manhole	105
Figura 16. Espesor mínimo en la lámina del fondo	112
Figura 17. Distancias requeridas por API 650.	114
Figura 18. Puntos inspeccionados por UT del sumidero.	116
Figura 19. Lamina antidesgaste	121
Figura 20. Baffles anti- vórtices	122

Lista de fotografías

	Pág.
Fotografía 1. Estado del dique del tanque.	90
Fotografía 2. Estado de la fundación del tanque.	90
Fotografía 3. Tanque sin sello.	91
Fotografía 4. Crecimiento de vegetación.	91
Fotografía 5. Estado de la pestaña perimetral del tanque.	92
Fotografía 6. Conexión a tierra del tanque.	93
Fotografía 7. Estado de los elementos de las escaleras.	93
Fotografía 8. Plataforma escalera y Baranda perimetral, con recubrimiento en mal estado.	94
Fotografía 9. Sistema de contraincendios.	95
Fotografía 10. Condición de recubrimiento externo del cuerpo.	96
Fotografía 11. Zona de pitting.	96
Fotografía 12. Medición en zona de pitting.	96
Fotografía 13. Daño mecánico.	97
Fotografía 14. Parches circulares.	97
Fotografía 15. Pasante en la soldadura de respaldo de N5.	98
Fotografía 16. Estado del manhole.	103
Fotografía 17. Boquillas en buen estado.	103
Fotografía 18. Estado del techo fijo.	106
Fotografía 19. Zona de picaduras (lamina 3).	106
Fotografía 20. Manhole del techo.	108
Fotografía 21. Estado de la columna central.	111
Fotografía 22. Inspección mediante MFL.	111

Fotografía 23. Sumidero.	114
Fotografía 24. Ensayo de partículas magnéticas.	115

Lista de graficas

	Pág.
Gráfica 1. Perfil Scan B verificación UT lamina 1-1.	99
Gráfica 2. Perfil Scan B verificación UT lamina 4-1.	100
Gráfica 3. Rotación grafica 3D equipo Lfet Falcon Wingspan.	111

Lista de Anexos

	Pág.
Anexo 1. Esquema del cuerpo	130
Anexo 2. Esquema del techo	131
Anexo 3. Esquema del fondo	132
Anexo 4. Evaluación de asentamiento	133
Anexo 5. Glosario	134

Introducción

Los tanques de almacenamiento atmosférico están diseñados para operar a presiones cercanas a presión atmosférica. Durante la historia los tanques han sido trascendentales en la explotación de servicios de hidrocarburos debido a que son un gran soporte de almacenamiento, también parte de estos recipientes funcionan como separadores de agua, gases y demás derivados, proporcionando flexibilidad operacional a las plantas de producción. La inspección, seguimiento y cuidado de estos equipos es de gran importancia de acuerdo a los códigos, estándares y reglas que los rige desde su diseño, construcción y servicio.

El American Petroleum institute (API), representa todos los segmentos del gas natural y petróleo, promueve la seguridad industrial a nivel internacional, comprende desde prácticas de operación e ingeniería, materiales y equipos seguros, hasta protección ambiental, según lo muestra en su sitio web; estos estándares son basados en la recolección de experiencias y antecedentes en la construcción y mantenimiento de equipos en esta área, establecidos por expertos en la materia.

En este proyecto se muestra la evaluación de la Integridad Mecánica y de corrosión de un tanque de almacenamiento de crudo, bajo el acompañamiento y supervisión de la empresa Corporación CIMA; su contenido y ejecución se basa en el estándar API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, donde se encuentran los requerimientos mínimos en servicio de tanques de almacenamiento y bajo la norma de construcción del tanque, API 650: Welded Tanks for Oil Storage, respecto a las cuales se concretaron los criterios de aceptación o rechazo, mecanismos de daños y los espesores mínimos requeridos en cada inspección; se realizaron técnicas de ensayos no destructivos (END) para definir y comprobar los daños del

equipo, obteniendo como resultado un informe detallado de su integridad mecánica, en el cual se definió el estado de servicio en el que se encuentra el tanque de crudo.

1. Presentación general

1.1 Título

Evaluación del estado mecánico y corrosión del tanque de crudo batería colon, del departamento del Putumayo, mediante ensayos no destructivos según API 653.

1.2 Planteamiento del problema

Los tanques de almacenamiento son susceptibles a daños debido a diferentes factores como: la corrosión interna que por lo general se da debido a los componentes del líquido que almacena el tanque, la corrosión externa por su exposición al medio ambiente, tanques que excedan sus niveles de esfuerzos permitidos, las propiedades del producto almacenado como su temperatura, corrosividad y gravedad específica; otras causas como techos externos con cargas vivas, viento y cargas sísmicas; la fundación del tanque, suelo y condiciones de asentamiento, distorsiones del tanque ya existentes desde su diseño, condiciones de operación tales como tasas de llenado, de vaciado y de frecuencia, estas circunstancias están descritas específicamente en la en el estándar API 653.

Los factores de daño antes mencionados entre ellos la corrosión, es el más común en los tanques de almacenamiento, dan lugar al incumplimiento de los estándares básicos requeridos para su uso; tales condiciones repercuten en la calidad al no almacenar el producto en las condiciones ideales, además de las consecuencias económicas para las empresas en este campo, debido a la disminución de la capacidad de producción; también cabe la posibilidad de accidentes operacionales como derrames por filtraciones, incendios, daños a terceros y daños al medio ambiente.

Preciso a que es casi imposible evitar la corrosión, su control puede ser la solución más económica para la industria. Es de gran importancia la inspección de la integridad del equipo donde se documenta, implementa, ejecuta y valora su estado, dando así a conocer las reparaciones y cambios que se le debe realizar al equipo; los cuales deben cumplir con una serie de requisitos internacionalmente aceptados, que son los estándares API, siendo estos la base de este proyecto como práctica empresarial.

1.2.1 Descripción del problema. La corrosión en tanques es de naturaleza electroquímica y tiene su origen en la fase acuosa que acompaña al crudo al ser extraído; en el caso de los tanques de almacenamiento esta fase se separa en el fondo ocasionando humedad de las placas de acero del fondo y su degradación.

Los principales efectos corrosivos asociados al crudo se explican a partir de especies agresivas como son el dióxido de carbono (CO_2) y el ácido sulfhídrico (H_2S). Además, en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos el problema se puede ver agravado por la presencia de otros agentes agresivos como el oxígeno, la acción de bacterias y el alto contenido de cloruros que hacen inestables los productos de corrosión que podrían actuar como barreras protectoras. La corrosión interior de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos se puede dividir en tres zonas: (a) el techo del tanque, (b) la pared y (c) el fondo. En el caso del techo o domo del tanque, la corrosión se genera en el espacio entre éste y la fase de hidrocarburo y tiene su origen en un mecanismo de condensación del agua en forma de una película delgada de la misma, en la que se disuelven y actúan los agentes agresivos. En el caso de la pared del tanque por el contacto de la fase acuosa contenida en el crudo en forma de gotas; este proceso generalmente es mitigado por el crudo mismo, que forma una fase continua que dificulta el deterioro de la pared por el agua. Un caso muy diferente es el del fondo del tanque que se ve expuesto directamente por la fase acuosa en

períodos prolongados de tiempo, en tanto el agua es drenada (Jose, Marzo del 2003); por lo cual la zona del fondo y del primer anillo de la pared del cuerpo son las más afectadas por la corrosión.

1.3 Formulación del problema

¿Cómo realizar la evaluación del estado mecánico y corrosión del tanque de crudo batería colon, del departamento del putumayo, mediante ensayos no destructivos según api 653?

1.4 Justificación

Corporación Cima es una empresa creada hace más de quince años que brinda Soluciones integrales y de Consultoría para el Manejo de la Gestión integral de activos, Inspección Basada en Riesgo de plantas industriales, estructuras y equipos, Confiabilidad de plantas, Protección Catódica, Monitoreo de Corrosión Interior, Levantamientos topográficos y Geotecnia, con aplicación de nuevas tecnologías, para satisfacer integralmente las necesidades del sector energético e industrial, consultoría en Inspección, Corrosión, Integridad y confiabilidad en plantas, estaciones, equipos, Tanques de almacenamiento y Líneas de Transporte en el sector de hidrocarburos en las áreas de refinación, petroquímica y producción (CIMA, 2021). El apoyo de esta empresa fue fundamental, sobre todo en el trabajo de campo, debido a que las inspecciones y ensayos solo se deben hacer por personal certificado, según lo planteado en el estándar API 653.

Realizar la evaluación del estado mecánico y de corrosión del tanque de crudo genera seguridad operativa, protección ambiental y sostenibilidad de la industria. La seguridad operativa permite la prevención, moderación y el control de los riesgos asociados de proceso, evitando daños a la instalación y al personal; la salud, la seguridad y el medio ambiente deben ser prioridad para las

industrias. Las fugas en las válvulas, tuberías, accesorios y bombas de sellos o fugas por pasantes no detectados debido a la pérdida de espesor del fondo del tanque son muy comunes; el impacto que se produce por el contacto del crudo con el medio ambiente da como resultado alteraciones a las propiedades del agua, la calidad del aire y destrucciones de hábitats, en muchos casos influye en el ámbito social debido a la presencia cercana de comunidades donde se está realizando la explotación petrolera; todas estas afectaciones influyen directamente en la economía de las empresas, por lo que si se evita que un tanque quede fuera de servicio, no se disminuirá la capacidad de almacenamiento, por ende no se reduce la producción máxima de la empresa.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General. Evaluar el estado mecánico y corrosión del tanque de crudo batería Colon, del departamento del Putumayo, mediante ensayos no destructivos según API 653.

1.5.2 Objetivos Específicos. Analizar el estudio de arte.

Identificar las posibles fallas del tanque atmosférico.

Elaborar un plan de inspección, estableciendo criterios de aceptación y rechazo.

Efectuar prácticas de ensayos no destructivos.

Realizar recomendaciones de reparación, mejora o cambio de acuerdo a las anomalías encontradas.

1.6 Alcances y limitaciones

1.6.1 Alcances. En el proyecto se realizó la evaluación y diagnóstico del estado de integridad mecánica y corrosión del tanque de crudo de la batería colon, del departamento del Putumayo, que está dentro del contrato de la empresa Corporación Para La Investigación y Desarrollo En Ciencia de Materiales – CIMA; esta evaluación se determinó mediante la realización y análisis de ensayos no destructivos con el fin de determinar su aptitud y disponibilidad para el servicio; las actividades ejecutadas durante la inspección se basaron en las recomendaciones técnicas descritas en el estándar API 653 sección 6; así como en las actividades requeridas en las especificaciones técnicas establecidas por el cliente y la recopilación de los conocimientos previos en el transcurso del proyecto modalidad pasantías.

Todas las indicaciones fueron valoradas usando las técnicas descritas en la sección 4 de la norma API 653 para el cuerpo, fondo y el techo del tanque, así como ciertas recomendaciones establecidas en la norma API 650; los resultados y conclusiones están basados en la información obtenida mediante la inspección fuera de servicio del tanque.

1.6.2 Limitaciones. La empresa Corporación CIMA brindó el apoyo total para la elaboración del proyecto en cuanto a la información del equipo y los servicios empleados a lo largo del proyecto. Debido a la declaración de emergencia de salud pública con ocasión a la pandemia del coronavirus (SARSCoV-2 COVID-19) las inspecciones previas y el trabajo de oficina, se sujetaron a los lineamientos generales basados en la normatividad legal vigente y protocolos establecidos por la Organización Mundial de la Salud-OMS- y el gobierno nacional y departamental con el fin de establecer las medidas de promoción y prevención necesarias para la reducción y mitigación de la exposición de los trabajadores, socios, clientes, proveedores y demás interesados.

La ubicación precisa, nombre del tanque y nombre del propietario son reservados, debido a la privacidad estipulada en el contrato. Cada procedimiento realizado en campo y oficina se dio bajo el sistema de gestión de seguridad y salud en el trabajo administrado por la empresa.

1.7 Delimitaciones

1.7.1 Delimitación Espacial. El proyecto se realizó en las instalaciones de la empresa Corporación CIMA– Sede Orito putumayo, ubicada en 12 de octubre, Orito Putumayo, bajo la supervisión y el apoyo del área de integridad mecánica; también se desarrollaron visitas de campo en la Batería Colon ubicada en Putumayo, que es donde se encuentra el tanque, para ello se necesitó un permiso de la comunidad como visitantes en esa zona. La documentación requerida como los antecedentes e información del tanque de crudo fueron suministrados por el propietario del equipo.

1.7.2 Delimitación temporal. Se desarrolló cada actividad del proyecto según las fechas establecidas por la empresa y el propietario del equipo.

2. Marco referencial

2.1 Antecedentes

En el ámbito nacional, se desarrolló el proyecto titulado “Análisis de riesgos e integridad mecánica de acuerdo con metodología API RP 580, API RP 581Y API STD 653 para tanque almacenamiento de crudo capacidad 420.000 BLS” por (Mora Pedraza, 2020) el cual mediante información recolectada de inspección visual externa, interna, medición de espesores, ensayos NDT, entre otros, del tanque de almacenamiento, determino el estado actual de un tanque del equipo con una capacidad de 420.000 Bls, estableciendo su condición actual y su aptitud para continuar en operación, mediante metodologías de análisis de riesgos y análisis de integridad mecánica basados en normatividad vigente o practicas recomendadas tales como API RP 580, API RP 581y API STD 653; enfocándose en la descripción y evaluación paso a paso para la inspección de tanques de almacenamiento basados en el estándar API STD 653, teniendo en cuenta ensayos, cálculo y análisis que puedan llegar a afectar la aptitud de servicio para tanques en y fuera de servicio, con base en información recolectada de las inspecciones en campo teniendo en cuenta los lineamientos para definir las inspecciones necesarias requeridas por el estándar API STD 653 y un procedimiento de inspecciones que permita facilitar la implementación de las diferentes etapas de ejecución.

En el área nacional, estudiantes de la Universidad Francisco de Paula Santander, ejecutan el proyecto “Elaboración De Un Plan De Inspección Basado En Riesgos (RBI) Para Tanques De Almacenamiento De Productos Derivados Del Petróleo En La Empresa Mansarovar Energy Colombia Ltd.- Puerto Boyacá” por (Evendano Quintero, 25-Junio-2015) donde se da la elaboración de un plan de inspección basado en riesgos (RBI) para tanques de almacenamiento de

productos derivados del petróleo realizado en la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltd., durante el primer semestre del 2015. Este informe muestra cómo se realizó el levantamiento de información, estudio de las normas API (American Petroleum Institute), la aplicación de los ensayos no destructivos, análisis de información recolectada, evaluación de riesgos, dictaminar un ranking de equipos críticos y realizar el plan de inspección teniendo en cuenta los análisis hechos a través de la norma API RP 581. Las bases planteadas en este informe tuvieron en cuenta para la realización de la caracterización y evaluación del tanque de almacenamiento de crudo.

2.2 Marco contextual

La Corporación para la Investigación y Desarrollo en Ciencia de Materiales – CIMA, es una entidad sin ánimo de lucro, cuya misión es realizar investigación, desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías, para satisfacer integralmente las necesidades en las áreas de ingeniería de materiales, inspección de equipos, corrosión e integridad de activos, mejorando las posibilidades competitivas del sector energético e industrial dentro de un marco de control y equilibrio con el entorno.

Dentro de su historia y experiencia tomado de (CIMA, 2021) se tienen:

Actualmente la Corporación CIMA maneja el programa de Integridad de Activos, Evaluación y mantenimiento de los Sistemas de Protección Catódica, Monitoreo de Corrosión e Inspección de plantas, líneas y equipos en los campos de producción de ECOPETROL S.A. en Castilla Chichimene en Acacias-Meta, y en El Distrito el Centro (SOM) Barrancabermeja.

Igualmente se desarrolla el contrato para el servicio de inspección del estado operacional, monitoreo y control del gasoducto oton-elc (mediante evaluación geotécnica, dcvg y evaluación del derecho de vía).

Inicio el servicio técnico especializado para el soporte a la gestión de activos, paradas de planta, ensayos no destructivos en los tanques y equipos de las unidades nuevas y existentes de la refinería de Cartagena 2016-2019.

En el 2015 se realizó la evaluación del estado del sistema de protección catódica, mediante la aplicación de la técnica cis en el oleoducto bicentenario Ecopetrol s.a.

En el año 2015 se realizó la Línea Base en la Refinería de Cartagena con el fin de asegurar la información de arranque del programa de integridad de las nuevas Plantas y equipos de la nueva Refinería que inicia operaciones en este año.

Entre los años 2013 a 2015 se implementó el programa de Integridad de Activos, Evaluación y mantenimiento de los SPC, Monitoreo de Corrosión e Inspección de plantas, líneas y equipos en los campos de producción de ECOPETROL S.A. en Yondo y en el campo la Cira Infantas.

En el 2010 se realizó la Consultoría para Implementación de la Estrategia de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM para las plantas de la GRMM y de la VIT – ECOPETROL.

Durante más de 10 años se desarrollaron diversos contratos con el Instituto Colombiano del Petróleo (ECOPETROL-ICP), en proyectos de desarrollo tecnológico que involucran Integridad de Equipos, Monitoreo de Corrosión en campos de producción, Refinerías, Plantas, Estaciones y Líneas de Transporte; Automatización, Aplicación de Metodologías RCM, RBI, FFS, AFA.

Durante los años 2009 a 2012 se desarrollaron los contratos de Consultoría para la asesoría técnica especializada en inspección de las Paradas de las plantas de la Refinería de Barrancabermeja (2009-2010) y de Cartagena (2010-2012) de ECOPETROL S.A. y la aplicación de END como Defectología, MFL, Emisión Acústica, Radiografía Digital y convencional, Corrientes de Eddy, etc.

Paralelamente se han realizado trabajos de soporte en las Áreas de Inspección y Análisis de Falla para empresas del sector industrial y petrolero como Exxon Mobil, CONEQUIPOS, Weatherford, Halliburton, Dimecar, Zona Franca de Cartagena, entre otras (CIMA, 2021).

2.3 Marco teórico

2.3.1 API 653: “Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction” .Este estándar se basa de la experiencia de dueños, operadores fabricantes y reparadores de tanque de almacenamiento, con el objeto de proveer guías en la inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques de almacenamiento en acero utilizados en la industria del petróleo y química. Este estándar cubre tanques de acero para almacenamiento construidos bajo el estándar API650 y su precursor API 12C; proporciona requisitos mínimos para mantener la integridad de tales tanques después de que se hayan colocado en servicio y trata de inspección, reparación, alteración, relocalización y reconstrucción. El alcance está limitado a la fundación del tanque, fondo, estructura, techo, y aditamentos agregados, boquillas agregadas a la cara de la primera brida, primera unión roscada o soldadas. Muchos de los diseños, soldadura, inspección y requerimientos de los materiales se basan en el estándar API 650, así como, toma de datos,

reparaciones y alteraciones de tanques en servicio (Institute, API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2005).

Los factores principales que debemos tener en cuenta durante la evaluación de la integridad del tanque van a estar asociados con el producto almacenado, las condiciones ambientales, materiales, cargas vivas, cimentación, distorsiones o fallas en el tanque existente etc. Una de las secciones más importantes del estándar API 653 es la asociada a la inspección; a la hora de programar y realizar las inspecciones periódicas durante servicio de los tanques, hay que considerar los requerimientos indicados en la sección 6 de dicho estándar (Atienza, 2020)

Para definir si un tanque está disponible para servicio este estándar dispone la información de su evaluación de la siguiente manera:

En la valuación del techo del tanque, las láminas del techo corroídas con un promedio de espesor menor de 0.09 pulgada en cualquier área de 100 in^2 ó láminas del techo con cualquier agujero pasante, deberán ser reparadas o reemplazadas; se verifica la integridad de sus laminas y su soporte según el tipo de techo, para techos fijos se deben inspeccionar sus soportes con el fin de descubrir columnas desplomadas, corroídos y elementos dañados que deberán ser evaluados y reparados o reemplazados si es necesario, también se debe tener en cuenta la corrosión interna que puede haber; en el caso de techos flotantes se recomienda inspeccionar las áreas de las láminas del techo, los pontones que tengan grietas o agujeros, áreas con picaduras, los sistemas de soporte del techo, sistema de sello perimetral, escaleras, mecanismo para evitar la rotación, sistemas de drenaje de agua, ventilación 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 (Institute, API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2005, pág. 9)

Es importante destacar que estas evaluaciones se deben realizar por personal calificado con conocimiento en diseño de tanques y ensayos no destructivos. En la evaluación del cuerpo hay diferentes factores que pueden afectar la integridad a lo largo de su servicio, uno de los principales es la corrosión, esta se puede dar de manera uniforme abarcando gran o mediana área y también de manera localizada en cierta área, es común encontrar picaduras en los tanques con un tiempo determinado de uso, cada caso se debe evaluar rigurosamente; muchas veces las picaduras no tienden a afectar la integridad del equipo, al menos que sean graves y se encuentren muchas en una determinada zona. Otro factor depende de las condiciones a las cuales ha sido expuesto el equipo como el cambio de ubicación y el cambio de servicio; el tanque se puede ver afectado también por deterioro o por corrosión extrema, mayor a la aceptada por el código, todas estas situaciones deben ser evaluadas con el fin de concluir si es aceptable para su servicio.

Estos son algunos criterios de evaluación que menciona el estándar API 653, para la corrosión y las picaduras:

La determinación de los espesores de cada lamina de los anillos del cuerpo del tanque en promedio, se realiza cuando las áreas con corrosión del cuerpo son considerables, de la siguiente manera (ver figura 1).

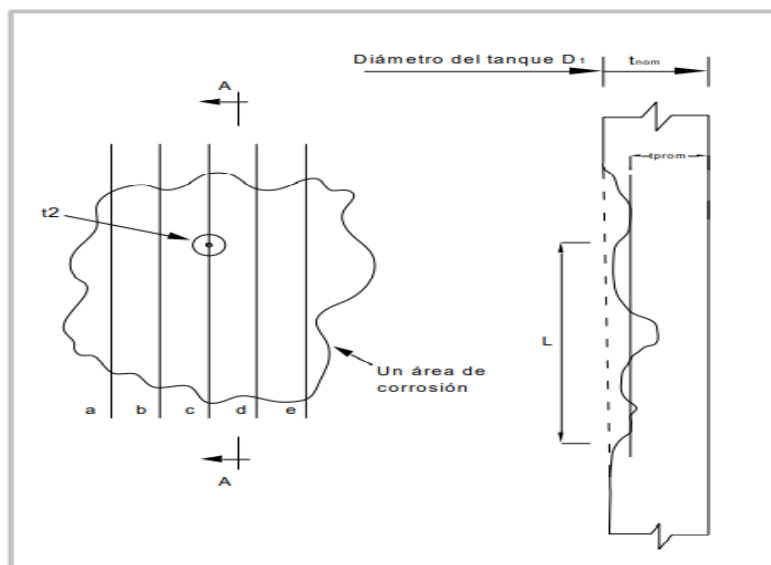


Figura 1. Inspección de las áreas de corrosión.

Fuente: (Institute, API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2005, pág. 10)

De a-d son planos seleccionados al criterio del inspector, el t_2 es el espesor más bajo en toda el área sin incluir las picaduras ampliamente dispersas y la sección A-A es el perfil del plano C donde se encuentra el promedio del espesor más bajo.

El espesor crítico promedio más bajo (t_1) se lo obtiene calculando L que es la longitud crítica máxima, sin que exceda las 40 pulgadas, de la siguiente manera (ver ecuación 1) donde D es el diámetro del tanque en pies.

$$L = 3.7\sqrt{Dt_2} \quad (1)$$

La evaluación del fondo del tanque se da con el fin de prevenir fugas de fluidos que causen pérdidas económicas y en el ambiente, se debe realizar una evaluación periódica de la integridad

del fondo del tanque debido a que hay muchas causas de fallos en el fondo de un tanque como un asentamiento desigual que acumule cargas en una lámina del fondo, soportes o columnas soldadas sin tener en cuenta los movimientos permisibles, relleno no homogéneo por debajo del fondo del tanque, picaduras internas o ratas de picaduras de servicios anteriores, sumideros inadecuados, corrosión o agrietamientos en las uniones de soldadura, sobrecargas en las láminas del fondo por soportes del techo, entre otros. El método más utilizado encontrar espesores más bajos en el fondo de un tanque son las técnicas de MFL (Magnetic Flux Leakage) y el ultrasonido para la verificación de estos espesores.

Para el cálculo del espesor mínimo para las láminas del fondo del tanque según el estándar utiliza la siguiente ecuación (ver ecuación 2):

$$MRT = (\text{minimo } RT_{bc} \text{ } \dot{\text{a}} RT_{ip}) - O_r(S_tP_r + UP_r) \quad (2)$$

Donde

MRT = es el espesor remanente mínimo al final de un intervalo O_r .

O_r = Intervalo de operación en servicio (años a la próxima inspección interna).

RT_{bc} = Espesor mínimo remanente del fondo del lado de la corrosión después de las reparaciones.

RT_{ip} = Espesor mínimo remanente de corrosión interna después de reparaciones.

S_tP_r = máxima rata 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 O_r para usar $StPr= 0$.

UP_r = máxima rata de corrosión en el fondo. Para calcular la rata de corrosión, se usa el espesor mínimo remanente después de reparaciones. Se Asume una rata lineal basada en la edad de los tanques. $UP_r=0$ para áreas con protección catódica efectiva.

Para evaluación del asentamiento del fondo del tanque en los tanques que no tengan históricos del asentamiento inicial, un programa de monitoreo de asentamiento se debe basar en la historia previa al servicio. Las sobrecargas localizadas en las láminas y soldaduras del fondo del tanque que actúan como concentradores de esfuerzos pueden provocar deformaciones y fugas del fluido; API 653 menciona valores permisibles para estas deformaciones; según el tipo de asentamiento.

El asentamiento uniforme no induce al tanque a ningún esfuerzo, es gracias a un buen estudio de suelo previo al montaje del tanque; sin embargo, las fijaciones de las boquillas y tubos deben dar una consideración adecuada, el espaciamiento máximo es de 32 ft alrededor de la circunferencia. El asentamiento con inclinación plana, se refiere a que rota el tanque en un plano inclinado causando un incremento en el nivel del líquido y, por lo tanto, un incremento en el esfuerzo de la circunferencia en el cuerpo del tanque; puede causar trabadura en los sellos periféricos del techo flotante, daños en las boquillas y agrietamientos en las tuberías. El asentamiento diferencial, debido a la estructura flexible del tanque puede ocurrir a menudo que el asentamiento no sea plano provocando más que todo fallas en los tanques de techo flotante por su funcionamiento, también pueden causar puntos planos en el cuerpo y daños en la fijación de las boquillas. El asentamiento de borde se da cuando el tanque se asienta gravemente alrededor de la periferia, resultando en la deformación de la lámina del fondo cerca de la unión cuerpo-fondo (Ver fig. 2).

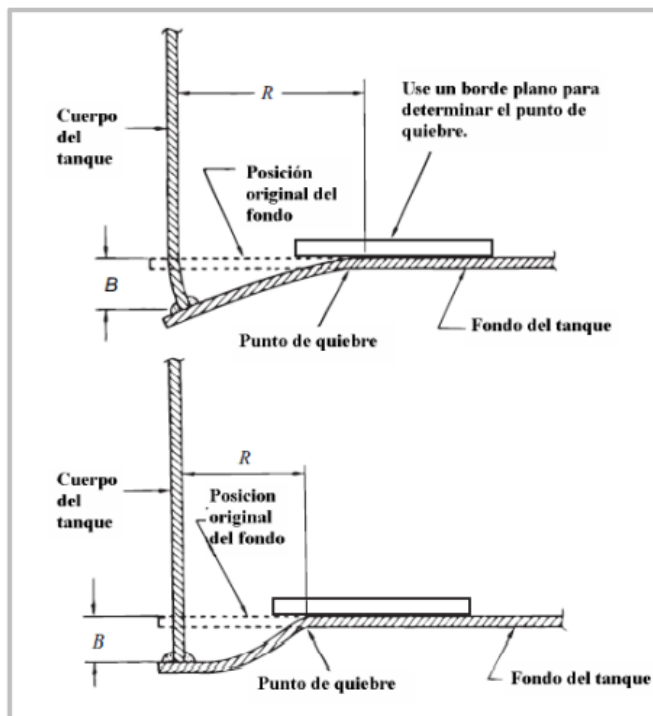


Figura 2. Asentamiento de borde.

Fuente: ((Institute, API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2005, pág. 58)

Se debe tener en cuenta las medidas tomadas cuando el fondo no se encuentra en contacto con la tierra o fundación por debajo ya que se puede sobrestimar o subestimar el asentamiento del borde significativamente; la localización del punto de quiebre donde comienza el área de asentamiento requiere un criterio. Se debe localizar un borde recto en el suelo que no tiene asentamiento y observando el lugar donde el suelo se separa del borde recto ayudará a definir el punto de quiebre. 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 del fondo cerca del cuerpo del tanque, la figura 3 ilustra este asentamiento y la ecuación 3 la fórmula para evaluarlo.

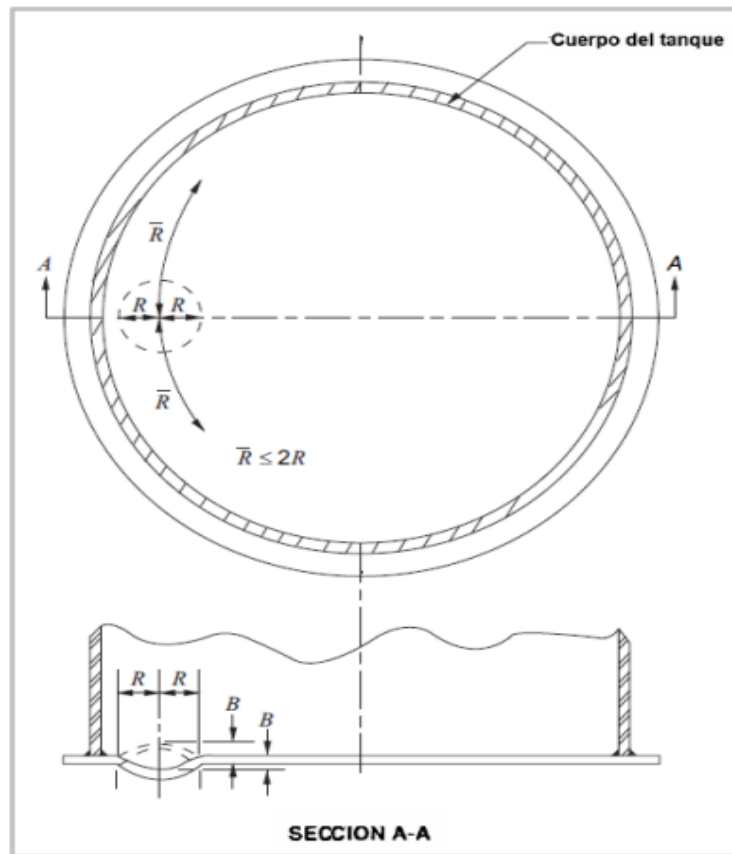


Figura 3. Asentamiento del fondo cerca del cuerpo del tanque.

Fuente: (Institute, API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2005, pág. 60)

$$B_B = 0.37 R \quad (3)$$

Donde

B_B = altura máxima 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.

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.

Asentamiento del fondo alejado del cuerpo del tanque, son bultos o abombamientos que se dan de manera fortuita (ver figura 4); su ubicación depende de los esfuerzos dados en las láminas. La ecuación 3 se utiliza para evaluar este asentamiento.

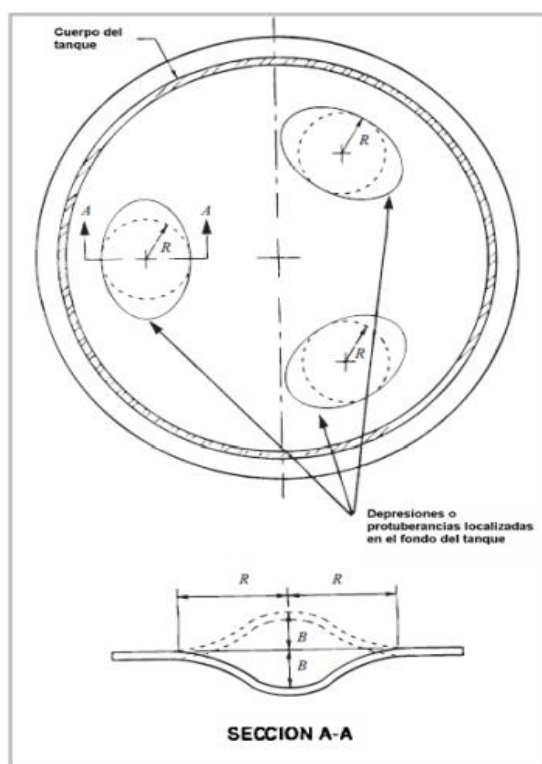


Figura 4. Asentamiento del fondo alejado del cuerpo del tanque.

Fuente: (Institute, API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2005, pág.

61)

Para determinar el asentamiento aceptable del fondo del tanque, se debe evaluar cada tanque depende a la condición de servicio, características de suelo, materiales y diseño de construcción, su fundación y antecedentes del tanque, los métodos descritos en el estándar no son mandatorios, pero se aproximan al máximo permitido por la recolección de experiencia en el servicio de estos equipos. Se utiliza la ecuación 4 para calcular la deflexión máxima fuera del plano permisible.

$$|s| \leq \frac{L^2 * Y * 11}{2[E * H]} \quad (4)$$

Donde

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, 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.

2.3.2 API 571: “Damage mechanisms affecting fixed equipmet in the refining industry”.

En esta práctica recomendada se proporciona orientación general sobre los mecanismos de daño más probables para las aleaciones comunes en la industria de refinación y petroquímica. Estas pautas brindan información que puede ser utilizada por el personal de inspección de la planta para

ayudar a identificar las posibles causas de daño y están destinadas a introducir los conceptos de deterioro inducido por el servicio y modos de falla. El resumen proporcionado para cada mecanismo de daño proporciona la información fundamental requerida para una evaluación realizada de acuerdo con API 579 o un estudio RBI de acuerdo con API RP 580. Los mecanismos de daño en esta práctica recomendada cubren situaciones encontradas en la refinación y industria petroquímica en recipientes a presión, tuberías y tanques (Institute, API RECOMMENDED PRACTICE 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipmet in the Refining Industry”, 2020).

La evaluación de la aptitud para la operación segura, Fitness for Service, FFS, es una evaluación cuantitativa de ingeniería que se realiza para demostrar el estado de Integridad Mecánica de un componente en operación que contiene fallas o daños. (Institute, API RECOMMENDED PRACTICE 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipmet in the Refining Industry”, 2020).

2.3.3 Integridad mecánica y gestión de seguridad en los procesos. Integridad Mecánica es el proceso de garantizar que los equipos sean fabricados con los materiales adecuados de construcción , además, sean correctamente instalados, mantenidos y reemplazados para evitar fallas y daños ambientales. También puede definirse como el manejo crítico de los equipos de proceso para asegurarse que sean diseñados e instalados apropiadamente y que su operación y mantenimiento se lleven a cabo correctamente. La Gestión de Seguridad en los Procesos se puede definir como la aplicación metodológica de sistemas de gestión y de control, de una forma tal que todos los riesgos existentes y potenciales sean identificados, analizados, evaluados y controlados, con la finalidad de prevenir cualquier tipo de incidente que pueda afectar a los procesos;

comprende las actividades necesarias para garantizar que equipos (activos) sean diseñados, fabricados, instalados, operados y mantenidos de tal manera que proporcionen el rendimiento deseado de manera segura y confiable, sin afectar la salud y el medio ambiente (Campos, 2020).

2.3.4 Ensayos no destructivos (END): Se denomina ensayo no destructivo (END) a cualquier tipo de prueba practicada a un material que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales. Los diferentes métodos de ensayos no destructivos se basan en la aplicación de fenómenos físicos tales como ondas electromagnéticas, acústicas, elásticas, emisión de partículas subatómicas, capilaridad, absorción y cualquier tipo de prueba que no implique un daño considerable a la muestra examinada; entre ellos existen las pruebas no destructivas superficiales que proporcionan información acerca del estado superficial de los materiales inspeccionados y pruebas no destructivas volumétricas que proporcionan información acerca del interior de los materiales inspeccionados, los siguientes son métodos usados (Ferrer-Dalmau, 2019):

IV – Inspección Visual

PT – Líquidos Penetrantes

MT – Partículas Magnéticas

EC – Eddy Current o Corrientes inducidas

RT – Radiografía Industrial

UT – Ultrasonido Industrial

AE – Emisión Acústica

Termografía Activa

2.3.5 Tipos de tanques de almacenamiento. Tanque atmosférico

Ha sido fabricado para operar a presiones desde la atmósfera hasta presiones de 1,0 psig (de 760 mm Hg hasta 812 mm Hg) medidos en el tope del tanque, los tanques atmosféricos no podrán ser utilizados para el almacenamiento de líquidos a temperaturas iguales o mayores a su punto de ebullición. Los tanques atmosféricos deben ser usados para líquidos que tienen hasta una máxima presión de vapor de 0.914 kg/cm² (13psi) a nivel del mar y por cada 300 metros de elevación la máxima presión de vapor deberá ser reducida en 0.035 kg/cm² (0.5 psi), entre los principales tanques atmosféricos están los de techo flotante y de techo fijo. Los tanques atmosféricos de techo fijo, pueden tener techo autoportado o por columnas, la superficie del techo tiene la forma de un cono, el tanque opera con un espacio para los vapores, el cual cambia cuando varía el nivel de los líquidos, son utilizados generalmente para almacenar líquidos, poseen ventilaciones en su techo el cual permite la emisión de vapores y que el interior se mantenga aproximadamente igual a la presión atmosférica, pero produciéndose pérdidas de respiración. Los tanques atmosféricos de techo flotante, reducen las pérdidas por llenado y vaciado, lo cual se logra eliminando o manteniendo constante el espacio destinado a vapores, arriba del nivel del líquido; la pared y el techo están contruidos de acero y es semejante a los tanques ya mencionados, en estos tanques el techo flota sobre el líquido eliminándose el espacio para los vapores, los tanques de pontones anulares y el techo de doble capa, son algunas variantes de este tipo de tanques. El sello entre la pared y el techo móvil se logra por medio de zapatas que están presionadas contra la pared por medio de resortes o contrapesos con una membrana flexible atada entre la zapata y la cubierta del

techo, cabe destacar que existen otros tipos de tanques de techo flotantes, pero son menos empleados en esta gran industria (laindustriasie, 2017).

Tanque a Presión

Son utilizados para líquidos con presión de vapor mayor o igual a 0.914 kg/cm (13 psi) a nivel del mar, los principales tipos de tanques a presión son los recipientes cilíndricos y de esferas. Los recipientes cilíndricos, se usan para almacenar cualquier gas licuado a su temperatura crítica y presión requerida, el montaje en posición horizontal se hace sobre dos o más apoyos y si es en posición vertical se hace sobre un fuste; son considerados almacenamientos económicos con dimensiones de hasta 50 metros de diámetro y capacidades de agua de hasta 800 metros cúbicos. Los recipientes de esferas, son otra forma de almacenar líquidos similares, un recipiente esférico está formado por gruesas paredes de acero con 6 o más soportes o columnas. Se consideran económicas porque tienen una capacidad de agua a partir de los 800 metros cúbicos, igual que los cilíndricos (laindustriasie, 2017).

Tanques de baja presión

Este almacenamiento está diseñado para mantener una presión interna mayor a 0.035 kg/cm², pero menor de 1.055 kg/cm² medidos en la parte superior del tanque. Estos tanques de baja presión deben construirse de acuerdo a normas de diseño reconocidas, pueden construirse con el API 620 (laindustriasie, 2017).

Tanques refrigerados

Son utilizados para almacenar gases licuados en rangos del etileno al butano, los recipientes a presión refrigerados se utilizan para almacenar gases a alta presión u otros gases criogénicos para los que el almacenamiento a presión a temperatura ambiente no es factible. Los límites máximos

de estos recipientes son de 4.5 metros de diámetro; los principales tipos de tanques de refrigeración son recipientes a presión, esferas a presión y tanques cilíndricos verticales, las esferas a presión refrigeradas, se utilizan para almacenar volúmenes intermedios de líquidos, el tanque cilíndrico vertical refrigerado es la forma más común de almacenar grandes volúmenes de líquidos refrigerados, pueden ser de pared simple o doble; el de pared simple es similar a los tanques atmosféricos, excepto que dispone un fondo plano, la cara exterior del cilindro tiene un aislamiento térmico y el techo puede ser en forma de sombrilla y los tanques de pared doble se asemejan a los tanques atmosféricos, excepto que el cilindro está compuesto por dos paredes concéntricas con un material aislante que ocupa el espacio anular, el que se encuentra a una ligera presión positiva mediante el uso de un gas inerte como el nitrógeno (Iaindustriasie, 2017).

2.3.6 Corrosión de tanques de acero. Corrosión Externa

La corrosión externa de los fondos de los tanques puede depender de: el material de la fundación usado para conformar el relleno bajo el tanque que puede contener propiedades corrosivas; las fallas en la preparación de relleno o pobre drenaje puede permitir el ingreso de agua o permanecer en contacto con el fondo del tanque; la acumulación del fluido bajo el tanque por alguna fuga puede causar corrosión externa del fondo del tanque; para tanques que son soportados por encima de un plano, un sello inapropiado del anillo puede permitir humedad y acumularse entre el tanque y la base y por lo tanto acelerarse la corrosión; la parte más baja del cuerpo del tanque puede verse severamente corroída externamente, en o justamente por encima de la línea del nivel cuando el suelo se ha levantado del nivel del piso. La corrosión externa también ocurre por los filtros del aislamiento externo por encima del agua subterránea. En otros casos, la corrosión de la soldadura de filete entre el cuerpo y el fondo puede causar sobre cargas estructurales y agrietamiento de la

soldadura. La corrosión superficial puede ocurrir en todas las partes externas de un tanque (Institute, API Recommended Practice 575 "Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks, 2014).

Corrosión Interna

La ocurrencia de la corrosión interna de un tanque de almacenamiento depende del contenido del tanque y del material del cual se construyó el tanque; los tanques de productos del crudo y del petróleo se construyen generalmente de acero al carbono. La corrosión interna en el espacio del vapor sobre el líquido de estos tanques es causada comúnmente por el vapor del sulfuro del hidrógeno, el vapor de agua, el oxígeno, o cualquier combinación de los tres. En las áreas cubiertas por el líquido almacenado, la corrosión es causada comúnmente por las sales ácidas, sulfuro de hidrógeno u otros compuestos de azufre, o el agua contaminada que se sedimenta con los sólidos en el fondo del tanque. Otras formas menos comunes que se pueden considerar como corrosión interna, son empollamiento por hidrógeno, ranuramiento por hidrógeno, corrosión gráfica de partes de hierro fundido, agrietamiento por corrosión bajo tensión, y dezincificación de piezas de bronce (Institute, API Recommended Practice 575 "Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks, 2014).

2.3.7 Métodos de Inspección e Inspecciones Programadas. Una de las secciones más importantes del estándar API 653 es la asociada a la inspección; a la hora de programar y realizar las inspecciones periódicas durante servicio de los tanques hay que considerar los requerimientos indicados en la sección 6 de dicho estándar. El objetivo primordial es garantizar la integridad del tanque durante su estado de operación futuro, será necesario realizar una inspección externa en la que se incluyan una inspección visual del mismo, un análisis de espesores mediante ultrasonidos,

así como una inspección de la protección catódica (acorde a la norma API 651); además de la inspección externa, deberá realizarse una inspección interna del tanque, principalmente para evaluar la integridad del fondo del mismo. El nivel de las frecuencias de las inspecciones se basará en el histórico del tanque en servicio, ratas de corrosión del mismo y del tipo de inspección considerada (Atienza, 2020).

El estándar API 575 por (Institute, API Recommended Practice 575 "Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks, 2014) proporciona información útil y prácticas recomendadas para el mantenimiento e inspección de tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión. Si bien estas pautas de mantenimiento e inspección pueden aplicarse a otros tipos de tanques, estas prácticas están destinadas principalmente a los tanques existentes que fueron construidos para uno de los siguientes cuatro estándares: API 12A, API 12C, API 620 o API 650.

2.4 Marco conceptual

Integridad Mecánica (IM). Es una filosofía de trabajo que tiene por objeto garantizar que todo equipo de proceso sea diseñado, procurado, fabricado, construido, instalado, operado, inspeccionado, mantenido, y/o reemplazado oportunamente para prevenir fallas, accidentes o potenciales riesgos a personas, instalaciones y al ambiente, todo esto utilizando los criterios basados en data histórica, normas y regulaciones organizacionales, nacionales e internacionales como OSHA, ASME, ANSI, ISO, API, NACE, NOM, entre otras (Reliability and Risk Management, 2021).

El mantenimiento. Es el sustantivo correspondiente al verbo mantener. La función concreta de mantenimiento es sostener la funcionalidad y el cuerpo de un objeto o aparato productivo para que

cumpla su función de producir bienes o servicios. Estos aparatos no son más que los objetos que genera la ingeniería en sus diferentes versiones. Por ejemplo, la ingeniería mecánica con sus máquinas, la ingeniería civil con edificaciones, puentes, carreteras, instalaciones físicas; la ingeniería eléctrica con sus sistemas de generación o transmisión eléctrica; la ingeniería electrónica con sus sistemas y aparatos electrónicos, etc. En cada rama de la ingeniería cambian los objetos que se han de cuidar para que funcionen correctamente, pero la función de mantener prima sobre la ingeniería en general, lo cual permite afirmar que el objeto que mejor reúne la función de producir otros bienes o servicios son las máquinas (Mora, 2009).

Inspección Basada en Riesgo (IBR). Está fundamentada en las normativas API RP-580 y API PUB-581 y que permite caracterizar el riesgo asociado a los componentes estáticos de un sistema de producción sometidos a corrosión, con base en el análisis del comportamiento histórico de fallas, modos de degradación o deterioro, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales tomando en cuenta al mismo tiempo la calidad y efectividad de la inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas. El objetivo fundamental del IBR es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla (caracterización del riesgo) (Reliability and Risk Management, 2021).

La corrosión. Es la primera causa del deterioro de los tanques de almacenamiento de acero y de los accesorios; por lo tanto, encontrar y medir el grado de la corrosión es la razón principal para inspeccionar los tanques (Institute, API Recommended Practice 575 "Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks, 2014).

La erosión-corrosión. equipos expuestos al movimiento de fluidos o catalizadores están sujetos a fenómenos de corrosión- erosión; se caracterizan por pérdida de espesor localizada en forma de

picaduras, ranuras, ondas, agujeros redondos, etc., estas pérdidas a menudo se presentan en una forma direccional, estas fallas pueden ocurrir en periodos cortos de tiempo (Institute, API RECOMMENDED PRACTICE 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”, 2020).

2.5 Fundamentos legales

En el presente informe se tendrá en cuenta la revisión de normas aplicables al diseño, construcción, inspección y evaluación de los tanques de almacenamiento atmosférico. Los códigos, normas, y prácticas recomendadas, a las cuales se les harán una revisión, serán principalmente basándose en las normas API 653 y API 650:

API STD 653, “Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction”.

API Recommended Practice 571. “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”.

API Recommended Practice 575. “Guidelines and Methods for Inspection of Existing Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks”.

API Recommended Practice 579-1/ASME FFS-1, Fitness-For-Service.

API Standard 650, Welded Tanks for Oil Storage.

API Recommended Practice 651, Cathodic Protection of Aboveground Storage Tanks.

API Recommended Practice 652, Lining of Aboveground Petroleum Storage Tank Bottoms.

ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC) 1, Section V: Nondestructive Examination.

ASME BPVC, Section IX: Welding and Brazing Qualifications

Por medio del Decreto Número 1073 De (mayo 26 de 2015), Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía de Colombia, recopila las siguientes normas reglamentarias preexistentes con respect a los tanques de almacenamiento:

Artículo 2.2.1.1.2.2,3.12. Sobre los tanques de almacenamiento, que podrán ser de techo fijo o flotante y serán diseñados construidos y probados de acuerdo con la última edición de las normas API, en especial la 650 y sus apéndices (Decreto 283 de 1990, art. 16).

Artículo 2.2.1.1.2.2,3.13. Respecto a los tanques atmosféricos. Para almacenar productos de alto punto de chispa o inflamación, es decir, superiores a 37.8 °C (100 °F), podrán utilizar tanques atmosféricos de techo fijo con suelda débil. Los productos con bajo punto de chispa. inferiores a 37.8 °C (100 °F), se podrán almacenar en tanques de techo o pantalla flotante, con el fin de aumentar la seguridad y disminuir la evaporación. Si se usan tanques de techo fijo con suelda débil, deberán acogerse a condiciones más exigentes de protección tal como se indica en el siguiente artículo.

Artículo 2.2.1.1.2.2,3.16. Sobre los muros de retención. Todo tanque o grupo de tanques que contengan productos de petróleo, deberán estar rodeados por un muro de retención impermeabilizado. Menciona también el material y la altura de estos (Decreto 283 de 1990, art. 20°).

Artículo 2.2.1.1.2.2,3.17 Trata sobre la capacidad neta de un muro de retención que contiene un solo tanque. Si un recinto rodeado por un muro de retención contiene un solo tanque, su capacidad neta será por lo menos igual a la capacidad del tanque y se calculará, como si tal tanque no existiera. Esto último, teniendo en cuenta que, en caso de máximo derrame del tanque, quedará en éste un nivel líquido Igual a la altura del muro de retención. Si el recinto de retención contiene

dos o más tanques, su capacidad neta será por lo menos igual a la del tanque de mayor capacidad dentro del recinto, más el diez por ciento (10%) de la capacidad de los otros tanques (Decreto 283 de 1990, art. 21).

Artículo 2.2.1.1.2.2,3.18. Menciona la provisión de drenajes. El recinto deberá estar provisto de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje, cuyo flujo deberá controlarse con una válvula o brazo basculante ubicado en el exterior del recinto, que permita la rápida evacuación de las aguas lluvias o combustibles que se derramen en una emergencia (Decreto 283 de 1990, art. 22).

Artículo 2.2.1.1.2.2,3.19. Sobre las bases de los tanques. Los tanques descansarán sobre bases firmes, sea de hormigón o de material resistente, seleccionado y compactado. En este último caso, entre el fondo del tanque y la base, se colocará una capa de arena Impregnada de emulsión asfáltica, también se menciona en el caso de más de un tanque (Decreto 283 de 1990, art. 23).

3. Diseño metodológico

3.1 Tipo de investigación

El presente informe se lo estima con el método de investigación de sistematización del conocimiento, debido a que se valdrá de una recolección y análisis de la información histórica del tanque (tiempo de uso, reparaciones, entre otros) y datos reales, también se basará en los estándares API para garantizar una debida funcionalidad y calidad del equipo y conforme a los resultados de la realización de ensayos no destructivos como inspección visual, ensayos de ultrasonido y MFL, organizando todos los datos obtenidos en el proyecto con el fin de evaluar el estado del tanque.

3.2 Fuentes de información

3.2.1 Fuentes de Información Primaria. Los documentos oficiales de la entidad, así como la información técnica (fichas técnicas, manuales, catálogos, planos, evidencia fotográfica del tanque de almacenamiento) los cuales son suministrados por el área de inspección y planeación de la empresa Corporación CIMA.

También se realizó una revisión bibliográfica relacionada con las normas de seguridad en el trabajo y los estándares API relacionados con la inspección y evaluación de tanques de almacenamiento de curdo.

3.2.2 Fuentes de Información Secundaria. Como fuente de información secundaria se tomaron los antecedentes del equipo, como reparaciones anteriormente hechas, tiempo de uso, vida estipulada, instructivos del equipo, tales datos son de suma importancia para realizar un plan de integridad del tanque.

3.3 Etapas de la metodología

El presente trabajo consta de cuatro etapas descritas a continuación:

3.3.1 Etapa I. Principalmente consiste en la recolección de información; se empezó revisando cada estándar y norma sujetas a el tanque a evaluar, todo lo relacionado en diseño, construcción y evaluación de tanques atmosféricos soldados.

Fue necesario hacer una preinspección donde se identificó posibles daños revisando la información base del equipo suministrada por el área de planeación e inspección de la empresa, tales como:

Históricos de operación.

Históricos de mantenimiento y reparación.

Memorias de diseño y Dossier de construcción.

Inspecciones anteriores, incluye fechas y resultados obtenidos.

Planos.

Históricos de falla.

Teniendo la anterior información se procedió a la identificación de mecanismos de daño acorde a lo establecido en la norma estándar API 571; donde se tuvo en cuenta los daños comúnmente presentados en tanques de almacenamiento atmosféricos.

Luego de haber identificado los mecanismos de daño, y las partes del equipo en donde pueden presentarse, se procedió a realizar los planes de inspección en donde se implementó los siguientes componentes:

Parte a inspeccionar.

Mecanismo de daño presente.

Ensayo a realizar para la verificación de la existencia del daño.

Extensión de la inspección.

Se siguió los procedimientos de inspección recomendados por el cliente, para cada una de las técnicas de ensayos no destructivos que se utilizaran en la etapa de diagnóstico. En esta parte del proceso de evaluación, se tienen en cuenta lo establecido por los códigos, normas, prácticas recomendadas.

Posteriormente se estableció criterios de aceptación y rechazo, evaluando el estado mecánico y de corrosión del tanque de almacenamiento con los criterios estipulados en estos documentos: API 653, API 650 y lo planteado por el cliente.

3.3.2 Etapa II. Con la información de la evaluación planteada, los procedimientos de inspección documentados y los criterios de aceptación y rechazo propuestos, se continua con el diagnóstico del estado mecánico y de corrosión del equipo, aplicando cada una de las técnicas de ensayo no destructivos identificadas para encontrar los supuestos daños presentes en el tanque; para realizar estas técnicas de ensayos no destructivos se contó con el apoyo de profesionales con certificaciones en la evaluación de la integridad del tanque (inspector Autorizado API 653), y cada

uno de los ensayistas y examinadores certificados por los organismos competentes para la aplicación de cada técnica (ASNT).

3.3.3 Etapa III. Se finaliza evaluando si los resultados encontrados en los ensayos cumplen con los criterios anteriormente propuestos en los estándares, siendo así con los resultados obtenidos de la recolección de información anterior se concluye si el tanque es o no apto para continuar en servicio y operación, además de dar las recomendaciones pertinentes, acorde a lo establecido en el código API 653, para cada condición que exceda los límites establecidos en los criterios de aceptación y rechazo y dado el caso de la imposibilidad de una reparación, que sea especificada por el cliente, se procederá a evaluar el defecto; el compendio de toda esta información redacta el informe final de la evaluación del tanque.

4. Análisis de resultados

Con el fin de cumplir con cada objetivo planteado, la evaluación de la condición mecánica y de corrosión del tanque de crudo actual se definirá con el informe final donde concluirá el estado y su aptitud para el servicio y operación de acuerdo a lo establecido en API 653; cabe destacar que por petición de privacidad del cliente se excluirá fotos donde pueda exponer su identidad.

4.1 Análisis de arte

Este proyecto se centra en un tanque de almacenamiento atmosférico del proceso de crudo, debido a lo cual los conceptos serán enfocados en este tipo de tanques; toda la evaluación realizada en este informe se basa en API STD 653, “Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction” y los estándares recomendados en la misma.

Realizando un compendio de la información dada en los estándares API 653, 575 y 650, se detalla a continuación las clases de tanques atmosféricos según diferentes aspectos.

Según sus materiales de construcción, pueden ser de acero al carbono, aleación de acero, aluminio u otros materiales dependiendo su servicio, también algunos tanques son construidos en materiales no metálicos semejantes como el hormigón armado, plástico termoendurecible reforzado y madera.

Según sus usos en la industria del petróleo generalmente son usados para fluidos que tienen una presión de vapor menor a la presión atmosférica, tales fluidos como crudo, petróleo pesado, los aceites, los aceites de horno, la nafta, la gasolina y los productos químicos no volátiles. Muchos

de estos tanques están protegidos por válvulas de presión y vacío que mantienen la diferencia de presión entre el espacio de vapor del tanque y la atmósfera exterior.

(INSTITUTE, API 575 Recommended practice "Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure" , APRIL 2014) menciona que el tipo más común de tanque de almacenamiento atmosférico es el tanque de techo de cono fijo; este estándar clasifica los tanques en dos tipos, tanques de techo flotante y tanques de techo fijo.

Los tanques de techo fijo se utilizan para el almacenamiento de crudos que poseen un punto de inflamación alto y en hidrocarburos que no se evaporan fácilmente, este tipo de tanques son usados para almacenar líquidos que no requieran del uso de tanques de techo flotante; en esta clase de tanques podemos encontrar:

Los tanques de cono fijo, que pueden ser típicamente de hasta 300 ft de diámetro y 64 ft de altura. Los techos generalmente se apoyan en vigas estructurales internas, también puede ser totalmente autoportable en diámetros más pequeños (típicamente, 60 pies). Los tanques de techo tipo sombrilla y la cúpula del techo del tanque; tiene placas segmentadas de arco radial (generalmente sin columnas de soporte interno); y el tanque de techo domo, sus placas son generalmente formadas con segmentos curvos unidos para ser autoportantes.

Por otra parte, el tanque de techo flotante está diseñado para minimizar las pérdidas de llenado y vaciado o minimizando el espacio de vapor por encima del líquido almacenado; Se usan con productos refinados, también para crudos livianos. Estos productos tienen la tendencia a perder las fracciones más ligeras por evaporación; también ayudan a reducir estas pérdidas. El cuerpo y la parte inferior de este tipo de tanque son similares a los tanques de techo fijo, pero en este caso, el techo está diseñado para flotar en la superficie del líquido almacenado.

Algunos tanques de techo flotante tienen techos de cúpula geodésica de aluminio fijo instalados en la parte superior del cuerpo del tanque para reducir la pérdida de vapor del producto o para eliminar la necesidad de drenar el agua de lluvia del techo.

También considera techos flotantes internos a un tanque con un techo de cono de acero fijo sobre un techo flotante, generalmente se construyen debido a las preocupaciones relacionadas con el clima o donde la necesidad de reducir las emisiones de vapor es crítica, a continuación, se muestra un esquema sobre al tipo de tanques atmosféricos.

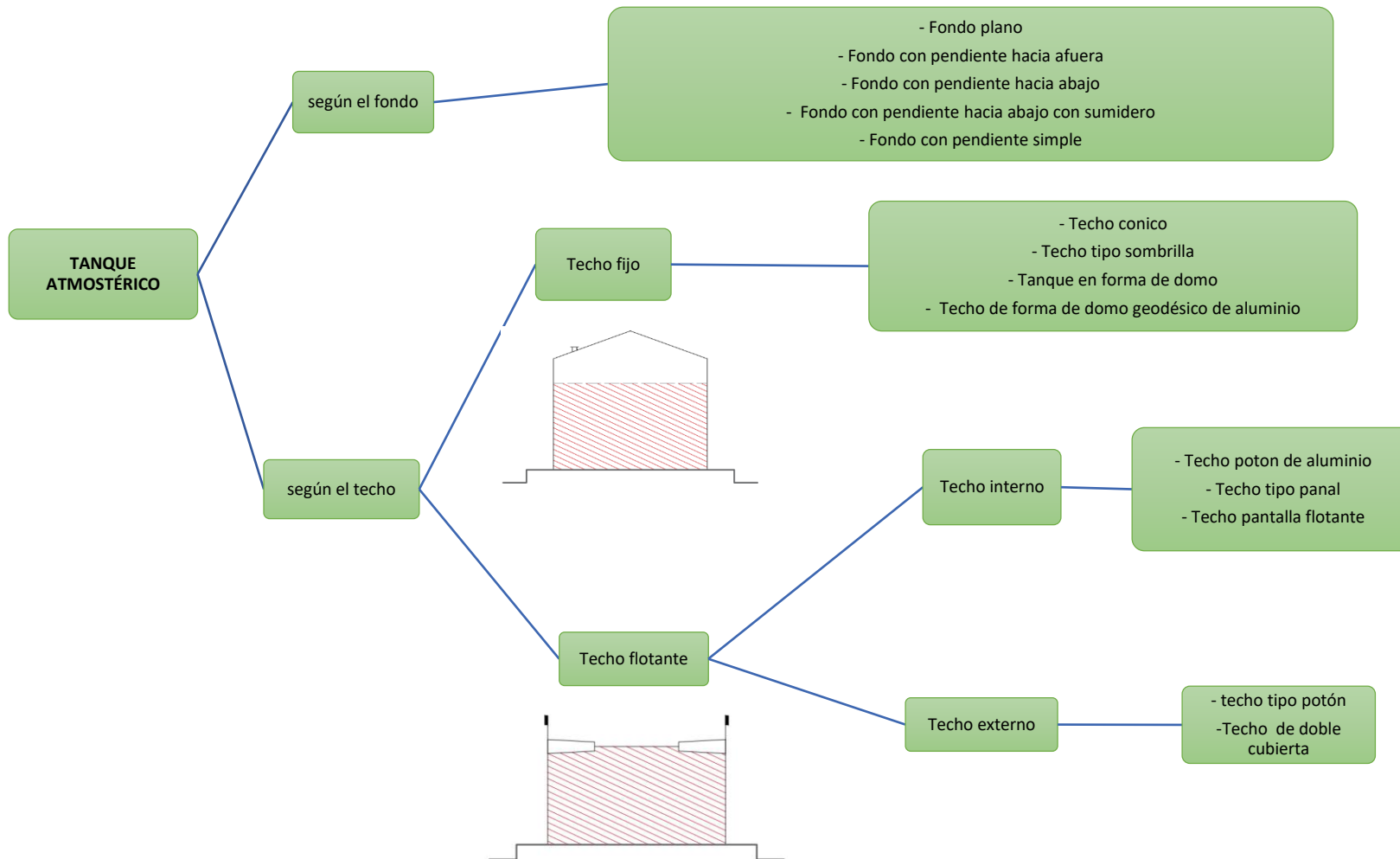


Figura 5. Tipos de tanques atmosféricos.

El código de construcción del equipo a desarrollar es la API Standard 650 “Welded Steel Tanks for Oil Storage” proporciona información adecuada para brindar a la industria petrolera el mantenimiento y la construcción de tanques seguros y de bajo costo sin limitar al cliente los tamaños y tipos de tanques que debería usar; se basa en la selección de materiales, diseño de elementos, tipo de juntas, ensayos, inspecciones fabricación y montaje de tanques de almacenamiento soldados con presiones cercanas a la atmosférica. Esta norma contiene tablas con valores y tipos estandarizados de materiales, juntas, manholes y boquillas, espesores, escaleras, barandas, accesorios, todo lo que tiene que ver con su diseño; estas tablas se usaron para verificar los valores encontrados en la inspección del tanque, suministrar datos que no se tengan de su historial y el cumplimiento de los requerimientos de este estándar, a medida del desarrollo del proyecto se irán mostrando las tablas utilizadas para la evaluación del tanque.

Del API STD 653, “Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction” se tuvo en cuenta las siguientes secciones:

Sección 13: Se identificó los datos relevantes para la evaluación, cabe resaltar que el tanque debe ser construido bajo el estándar API; los datos como año de construcción o reconstrucción, diámetro y altura nominal, gravedad específica de diseño, nivel máximo permisible de operación del líquido, material del cuerpo, temperatura máxima de operación y otros, por lo general son encontrados en la placa del de datos del tanque. Para una toma final de registro se deben realizar cálculos adecuados para la evaluación de integridad de los componentes, identificación de ratas de corrosión, consideraciones de reparación y alteración, información pertinente de las inspecciones y espesores, pruebas, descripción del tanque, material del cuerpo, espesores por anillo, localización e identificación.

Sección 12: recomienda basarse en el estándar API 650 para los ensayos no destructivos; en el cual se encuentra en la sección 6 los métodos de inspección para juntas tales como partículas magnéticas y líquidos penetrantes, además de las recomendaciones para el ensayo de ultrasonido e inspección visual; también podemos encontrar en la sección 5 los parámetros para la inspección del techo, cuerpo y fondo del tanque, además da recomendaciones para las reparaciones. La sección 12 de API 653 define en qué situación y que tipo de ensayo se debe utilizar en los diferentes componentes del tanque así mismo como las reparaciones. Esta sección se la utilizo para definir un plan de inspección y redactar algunas recomendaciones de los daños encontrados; en la unidad 1.3 “procedimientos de inspección” se describe cada ensayo no destructivo a realizar.

Sección 9: al encontrarse un daño en el equipo se utiliza este estándar para sus reparaciones o modificaciones acompañado de los requerimientos de diseño de API 650. Cualquier reparación y alteración debe ser autorizado por un ingeniero o inspector con experiencia en el diseño de tanques; en el cambio de láminas se debe tomar espesores iguales al espesor nominal encontrado en la misma área del tanque; la lámina de remplazo o parche puede ser circulares, ovalada, cuadrada o rectangular con esquinas redondeadas, a excepción de que sea la lámina entera; todo material de reparación debe cumplir con la norma; esta sección muestra también las distancias adecuadas entre juntas de los parches, algunas reparaciones se deben evaluar de acuerdo al historial de servicio del tanque si este es satisfactorio. Para las reparaciones de las penetraciones del cuerpo de deben considerar los requerimientos dimensionales, espacio de soldadura y detalles del estándar API 650.

Sección 6: se consideró esta sección para realizar el plan de inspección para el tanque de crudo; en esta unidad muestra los factores que se deben tener en cuenta al determinar los intervalos de tiempo de una inspección, algunos de estos son: el resultado de la inspección diaria, el tipo de contenido del tanque, tolerancias y ratas de corrosión, sistemas de prevención de corrosión,

ubicación del tanque; principalmente se realiza una inspección sea externa o interna dependiendo del historial de servicio al menos de que sea una inspección prioritaria; el intervalo de inspección debe asegurar que el espesor mínimo encontrado en el fondo del tanque durante ese tiempo no sea menor al espesor mínimo permitido.

Sección 4: se basa en la disponibilidad para el servicio de un tanque, se utilizó estos conceptos en la implementación de los criterios de aceptación y rechazo del proyecto, debido a que describe como hacer la evaluación de cada una de las partes del tanque (techo, cuerpo y fondo) según formulas y espesores requeridos, además de mencionar las partes específicas a inspeccionar; la descripción detallada de esta evaluación está en la unidad 4.4 “criterios de aceptación y rechazo”.

El tanque de crudo inspeccionado es de techo cónico fijo y funciona como Gun Barrel, un separador del crudo presente y disuelto en cierta cantidad de agua de producción; esta agua pasa a ser filtrada y enviada a procesos de inyección en los pozos para retornar al mismo ciclo y el crudo pasa a una bota para continuar con su proceso. El principio de estos tanques es utilizar la diferencia de densidades entre el crudo y el agua para su separación; por lo cual el crudo forma una nata en la parte superior y por medio de una caja dentada que se encuentra alrededor del tanque se da la desnatación recogiendo el crudo y extrayéndolo; el agua sale por la parte inferior del tanque y es succionada por unas bombas centrifugas hacia el tratamiento de aguas residuales.

4.2 Identificación de fallas

Para realizar la inspección de un tanque se deben tener en cuenta en un inicio los registros de inspección, estos son la base para un adecuado plan de mantenimiento e identificación de fallas, sin embargo, puede darse la situación de que no haya información de estos registros, siendo este

el caso se evaluaría el equipo con la información de tanques que hayan estado sometidos a servicios y condiciones similares. Estos registros, que por lo general los tienen los propietarios u operadores del equipo, deben de contener reportes de diseño, historial de inspección e historial de reparación y alteración.

Es importante conocer y evaluar dichos registros con la intención de poder identificar los mecanismos de daños para así llegar a un determinado plan de inspección.

4.2.1 Características generales de diseño y operación. A continuación, en la tabla 1 se detalla los registros de construcción y de diseño del tanque de manera puntual; en estos registros podemos encontrar la información de la placa de datos, planos, especificaciones, reportes de construcción, ensayos de materiales y análisis suministrados por el propietario.

La eficiencia de junta del tanque mencionado es de 8,5 esta hace referencia al nivel de aptitud que tiene las juntas para transferir las cargas que debe soportar el recipiente, este coeficiente de confiabilidad tiene un valor de uno o menores que este, dependiendo de la cantidad de ensayos no destructivos realizados y la calidad y tipo de junta utilizada.; según el estándar API 653 se utiliza la tabla 4.2 “Eficiencias de juntas para juntas soldadas” si se desconoce eficiencia de diseño; como se muestra en la figura 6 según su año de construcción.

Table 4-2—Joint Efficiencies for Welded Joints

Standard	Edition & Year	Type of Joint	Joint Efficiency E	Applicability or Limits
API 650	7th & Later	Butt	1.00	Basic Standard
	(1980 – Present)	Butt	0.85	Appendix A –Spot RT
		Butt	0.70	Appendix A –No RT
	1st – 6th	Butt	0.85	Basic Standard
	(1961 – 1978)	Butt	1.00	Appendices D&G

Figura 6. Eficiencias de juntas para juntas soldadas.

Fuente: (Institute, API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2005, pág. 9)

Tabla 1. Información de Diseño, Construcción, operación e históricos.

INFORMACIÓN GENERAL	
Propietario/Usuario	
Equipo – Tag	TANQUE DE ALMACENAMIENTO
Tipo de Tanque	ATMOSFERICO CONVENCIONAL
Localización	BATERIA COLON
Código de construcción	API 650
Servicio	CRUDO
Constructor	NO DISPONIBLE
Fecha construcción	6/06/1990
Años en servicio	31
Gravedad Especifica	0,9
Capacidad nominal M3	5000
Tratamiento post soldadura	NO
Altura (pies)	24,00
Altura Efectiva (pies)	22,00
Diámetro nominal (ft)	40,00
Presión de diseño	ATMOSFERICA
Tolerancia a corrosión	NO DISPONIBLE
Esfuerzo admisible	NO DISPONIBLE
Construcción del cuerpo	Soldado
Eficiencia de junta	0,85

Fundación	Concreto
tipo de techo	FIJO
Anillos del cuerpo	4

Nota: Los datos fueron recopilados de las inspecciones anteriores e información recibida del propietario.

Tabla 2. Materiales de Diseño-Cuerpo.

COMPONENTE	MATERIAL – ALTURA	ESPESOR (IN)
Cuerpo	A-283 Gr C	
Cuerpo - Anillo 1	6,00	0,250
Cuerpo - Anillo 2	6,00	0,188
Cuerpo - Anillo 3	6,00	0,188
Cuerpo - Anillo 4	6,00	0,188

Nota: Los datos fueron recopilados de las inspecciones anteriores e información recibida del propietario.

Tabla 3. Materiales de Diseño.

COMPONENTE	MATERIAL	ESPESOR (IN)
Techo	A-283 Gr C	0,188
Fondo	A-283 Gr C	0,250
Lamina Anular	NO APLICA	
Boquillas	ASTM 106 Gr B	
Estructura	ASTM A 36	

Nota: Los datos fueron recopilados de las inspecciones anteriores e información recibida del propietario

Según el estándar API 653 “Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction” Se deben identificar todos los materiales de las láminas del cuerpo y láminas del fondo soldadas al Cuerpo, los cuales por lo general están identificados en los planos originales, placa de datos placa de datos API (name plate), u otra documentación de diseño adecuada; de lo contrario será necesario hacer análisis químicos y pruebas mecánicas como se recomienda en ASTM A 6 y A 370; que es un método para conocer la resistencia del acero al impacto.

Los materiales cumplen las recomendaciones dadas en el estándar API 650 “Welded Steel Tanks for Oil Storage” donde menciona que las láminas del tanque deberán seguir la norma ASTM A 1011M/A 1011, Grado 33; como se muestra en la siguiente imagen.

Table 2-3a—Material Groups, SI Units (See Figure 2-1 and Note 1 Below)

Group I As Rolled, Semikilled		Group II As Rolled, Killed or Semikilled		Group III As Rolled, Killed Fine-Grain Practice		Group IIIA Normalized, Killed Fine-Grain Practice	
Material	Notes	Material	Notes	Material	Notes	Material	Notes
A 283M C	2	A 131M B	7	A 573M-400		A 131M CS	
A 285M C	2	A 36M	2, 6	A 516M-380		A 573M-400	10
A 131MA	2	G40.21-260W		A 516M-415		A 516M-380	10

Figura 7. Materiales recomendados.

Fuente: (Institute, API STANDARD 650 "Welded Steel Tanks for Oil Storage", 2005, págs. 2-8)

Las láminas de acero-calidad estructural A-283 son diseñadas para cubrir propósitos generales; estas son de menor costo y resistencia que las placas A-36, tiene como características sobresalientes su soldabilidad y de rolado con un YIELD menor que la placa A-36, (ferrocortes, 2021).

Con respecto a las boquillas el material según ASME SA106 que es la especificación estándar para tuberías de acero al carbono sin costura aplicadas para servicios de alta temperatura incluye tres grados A, B y C, y el grado de uso común es A106 Grado B. Se utiliza en diferentes industrias no solo para sistemas de tuberías como petróleo y gas, agua, transmisión de lodo mineral, sino también para calderas, construcción, fines estructurales.

La tubería ASTM A106 Grado B es equivalente a ASTM A53 Grado B en posición química y propiedades mecánicas.

Tabla 4. Estudio fisicoquímico del fluido almacenado

ESTUDIO FIFICOQUIMICOS DEL FLUIDO ALMACENADO	FECHA	25/01/2020
	CAMPO	Sur- Batería Colón
COMPONENTE	MEDIDA	
T (°f)	190	
Ph	5,8	
O2 Disuelto (ppb)	200	
CO2 Disuelto (ppm)	100	
H2S Disuelto (ppm)	200	
Hierro soluble (mg Fe/L)	>10	
Hierro Total (mg Fe/L)	10,5	
Alcalinidad (mg CaCO3/L)	795	
Dureza Total (mg CaCO3/L)	5242	
Dureza Cálcica (mg CaCO3/L)	4025	
Dureza Magnésica (mg CaCO3/L)	1217	
Sulfatos (mg SO4⁻²/L)	850	
Bario mg Ba/L	1,02	
Bicarbonato (mg CaCO3/L)	795	

Calcio (mg Ca/L)	1610
Cloruros (mg Cl-/L)	12632
Conductividad eléctrica (µS/cm)	47400
Residual Aminas	1

Nota: Los datos fueron recopilados de las inspecciones anteriores.

El estudio fisicoquímico anterior se realizó al agua que sale del tanque de crudo hacia la inyección de pozos en el año 2020, esta información ayudara a definir los mecanismos de daño del tanque.

Tabla 5. Históricos de eventos fuera de ventanas operativas y fallas

HISTORICOS DE EVENTOS FUERA DE VENTANAS OPERATIVAS Y FALLAS		
EVENTO	DESCRIPCIÓN	FECHA
NA	NA	NA

Nota: NA= No Aplica.

El tanque de crudo no presenta históricos relacionados con eventos fuera de ventanas operativas y fallas.

Tabla 6. Históricos, reparación e inspección.

HISTORICOS DE MANTENIMIENTO, REPARACION E INSPECCION		
EVENTO	DESCRIPCIÓN	FECHA
Inspección interna	Fondo del tanque	1999
Mantenimiento	Pintura externa cuerpo y techo	2000
Mantenimiento	Cambio de una lámina del techo	2000
Disturbio de conflicto armado	Daños mecánicos	2001
Inspección	Inspección externa	2009
Mantenimiento	Escaleras, pasarelas	2009
Inspección	Fondo y cuerpo del tanque	2010

Nota: Los datos fueron recopilados de las inspecciones anteriores e información recibida del propietario.

En esta tabla se menciona todos lo que es reparaciones, alteraciones, reposiciones cambios de servicio con condiciones, revestimientos, entre otras; cada cambio y/o seguimiento que se le haya realizado al equipo, además se describe cada evento con la fecha que se dio; el evento más relevante se dio en el 2001 debido a que el equipo se encuentra en una zona que constantemente se daban enfrentamientos armados, sufrió un impacto de bala en el cuerpo del tanque, sin embargo, esto fue reparado.

4.2.2 Mecanismos de daños. El API 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry” es el estándar recomendado que brinda una información muy completa

sobre los mecanismos de daños que afectan los equipos; estos mecanismos ayudan a realizar una proyección de daños a encontrar en la inspección a realizar, con el fin de seleccionar los métodos de inspección adecuados.

Tabla 7. Mecanismos de daño a evaluar.

N °	MECANISMO DE DAÑOS A EVALUAR ACORDE API RP 571	APLICA MECANIS MO	CRITERIOS DE SELECCIÓN				OTROS
			Tem p	Presió n	Materi al	Servic io	
1	THINNING DAMAGE	SI	Si	Si	Si	Si	Aplica a todos los equipos acorde a API 581 - 5.2
2	COMPONENT LINING DAMAGE	NO					No tiene lining
3	SCC DAMAGE– CAUSTIC CRACKING	NO	Si	Si	Si	No	No hay presencia de NaOH en Gas
	SCC DAMAGE – AMINE CRACKING	NO	Si	Si	Si	No	Presencia baja de Amina
5	SCC DAMAGE – SULFIDE	NO	Si	Si	No	Si	Hay H2S, no aplica condiciones.

	STRESS CRACKING						
6	SCC DAMAGE – HIC/SOHIC-H2S	SI	Si	Si	Si	Si	Hay presencia de H2S
7	SCC DAMAGE – CARBONATE CRACKING	NO	Si	Si	Si	No	No contiene aguas acidas
8	SCC DAMAGE– PTA CRACKING	NO	No	Si	No	No	No hay presencia de ácidos politionico PTA
9	SCC DAMAGE FACTOR – CLSCC	NO	Si	Si	Si	No	No hay presencia de ion cloruro
10	SCC DAMAGE – HSC-HF	NO	Si	Si	Si	No	No está expuesto a HF
11	SCC DAMAGE – HIC/SOHIC-HF	NO	Si	Si	Si	No	No está expuesto a HF
12	EXTERNAL CORROSION	SI	Si	Si	Si	Si	Expuesto al ambiente
13	CUI DAMAGE – FERRITIC COMPONENT	NO					No tiene aislamiento térmico
14	EXTERNAL CLSCC DAMAGE – AUSTENITIC	NO	Si	Si	No	No	Láminas acero al carbono - No austenítico

15	EXTERNAL CUI CLSCC DAMAGE – AUSTENITIC	NO	Si	Si	No	No	Láminas acero al carbono - No austenítico
16	HTHA DAMAGE	NO	No	No	Si	Si	Temperaturas menor a 204°C
17	BRITTLE FRACTURE DAMAGE	NO	No	Si	Si	Si	Operan a MDTM mayor a diseño
18	TEMPER EMBRITTLEMENT DAMAGE	NO	No	Si	No	Si	Operan a temperatura menor a 343°C y material es acero al carbono
19	885 EMBRITTLEMENT DAMAGE	NO	No	Si	No	No	Temperatura de operación no está dentro 371°C y 566°C; No es 12% CR
20	SIGMA PHASE EMBRITTLEMENT DAMAGE	NO	No	Si	No	No	Temperatura de operación no está dentro 593°C y 927°C - No austenítico
21	PIPING MECHANICAL FATIGUE DAMAGE	NO					No es tubería - son tanques

En la tabla 7 se establecen diferentes mecanismos de daño, donde se mencionan algunos criterios de selección para saber si aplica o no ese tipo de mecanismo; los cuales dependen de la clase de producto que el tanque almacena, sus condiciones de operación como la temperatura, la presión y el tipo de material con el cual fue construido. Entonces el desarrollo de esta tabla se dio según los datos encontrados en los antecedentes del tanque.

Según la práctica recomendada 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry” los mecanismos se dividen en los siguientes:

- a) Fallo mecánico y metalúrgico
- b) Pérdida uniforme o localizada de espesor
- c) Corrosión a alta temperatura
- d) Agrietamiento asistido por el medio ambiente

Por lo cual los criterios de selección en los que el tanque podría tener algún fallo o deterioro fueron, según la temperatura, la presión, el material y el servicio, estos datos están descritos en la tabla 1 “Información de Diseño, Construcción, operación e históricos”; adicionalmente para definir si aplica o no cada mecanismo de daño se utilizó también el histórico de la tabla 4 “Estudio Fisicoquímico Del Fluido Almacenado”.

Es necesario adicionalmente tener claro los conceptos de cada mecanismo de daño para determinar las causas de daño o deterioro observado, anticipado o que podría tener el equipo con el fin de evitar condiciones de daño preexistentes; a continuación, se tiene una breve explicación de cada uno de estos mecanismos según API 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry” .

La pérdida de espesor o adelgazamiento “Thinning damage”, es común que se encuentre cualquier adelgazamiento en el tanque por debajo del grosor mínimo requerido, debido a la corrosión u otro desgaste, puede ser evaluado para determinar la suficiencia para servicio continuo.

El factor de daño de revestimiento del componente “Component Lining Damage” no aplica para el caso del tanque de crudo debido a que no tiene un revestimiento interno protector, el cual es muy común encontrarlo en tanques que se sabe que podrían estar sujetos a daños.

El agrietamiento por corrosión por tensión cáustica (fragilidad cáustica) “scc damage– caustic cracking” no aplica en este caso debido a que el fluido almacenado no contiene NaOH en Gas. Este daño es una forma de agrietamiento por corrosión bajo tensión caracterizada por grietas iniciadas en la superficie pueden ocurrir en tuberías y equipos expuestos a cáusticos, principalmente en materiales como el acero al carbono, los aceros de baja aleación, el cambio o aumento de temperatura y presión pueden agravar el agrietamiento, las concentraciones acústicas de 50 a 100 ppm son suficientes para causarlo.

El agrietamiento por corrosión por tensión de amina “scc damage – amine cracking” no aplica debido a que la presencia de aminas en el fluido es muy baja (ver tabla 4). El agrietamiento por amina es una forma de agrietamiento por corrosión bajo tensión alcalina, se encuentra con mayor frecuencia en o adyacente a soldaduras de acero al carbono que no son tratadas térmicamente o en piezas altamente trabajadas en frío, también en materiales aceros de baja aleación; se puede dar a temperatura ambiente y con mayor riesgo en aumentos de temperatura; el agrietamiento no ocurrirá por debajo de una concentración de amina de aproximadamente 2% a 5%.

El agrietamiento por tensión por sulfuro (SSC) “scc damage – sulfide stress cracking” se define como el agrietamiento de un metal bajo la acción combinada de tensión de tracción y corrosión en

presencia de agua y sulfuro de hidrógeno; puede iniciarse en la superficie de aceros en zonas muy localizadas de alta dureza en el metal de soldadura y zonas afectadas por el calor; las velocidades de permeación o difusión de hidrógeno son mínimas a pH 7 y aumentan a pH tanto más alto como más bajo; por lo tanto el pH del contenido del tanque de crudo es de 6,69 por lo cual está en el rango aceptable. La susceptibilidad a SSC aumenta al aumentar las presiones parciales de H₂S por encima de aproximadamente 0,05 psi (0,0003 mpa) H₂S en aceros con una resistencia a la tracción superior a aproximadamente 90 ksi o en aceros con zonas de soldadura o dureza HAZ de soldadura superior a 237 HB.

El agrietamiento en servicios de sulfuro de hidrógeno (HIC / SOHIC-H₂S) “scc damage – hic/sohic-h₂s” se define como grietas internas escalonadas que conectan ampollas de hidrógeno adyacentes en diferentes planos en el metal, no se requiere una tensión aplicada externamente para la formación de HIC, son tensiones elevadas en la circunferencia de las ampollas de hidrógeno causadas por la acumulación de presión en las ampollas; la formación de ampollas se debe al hidrógeno generado por la corrosión. Las condiciones que se sabe que promueven la formación de ampollas, HIC, SOHIC y SSC son las que contienen agua libre (en fase líquida) con > 50 wppm de H₂S disuelto en esta, o agua libre con pH <4 y algo de H₂S disuelto presente, o agua libre con pH > 7,6 y 20 wppm de cianuro de hidrógeno disuelto (HCN) en el agua y algo de H₂S disuelto presente, o > 0.0003 MPa (0.05 psia) de presión parcial de H₂S en la fase gaseosa, debido a que el fluido que contiene el equipo tiene 200 ppm de H₂S Disuelto y su Ph es bajo puede darse este mecanismo de daño. Se ha encontrado que se producen ampollas, daños por HIC y SOHIC entre la temperatura ambiente y los 300°F (150°C) o superior debido a que por temperatura también cumple.

El agrietamiento por corrosión bajo tensión por carbonato “SCC damage – carbonate cracking” produce roturas o grietas que ocurren adyacentes a las soldaduras de acero al carbono bajo la acción combinada de tensión de tracción y corrosión en sistemas que contienen carbonato. Es una forma de agrietamiento por corrosión por tensión alcalina (ASCC); ocurre cuando tiene un $\text{pH} > 9.0$ y $\text{CO}_3^{2-} > 100$ ppm, o contiene $8 < \text{pH} < 9.0$ y $\text{CO}_3^{2-} > 400$ ppm. Si el equipo / tubería contiene una fase acuosa con 50 wppm o más de H_2S a un pH de 7.6 o más, el equipo / tubería se considera susceptible, en las unidades de lavado de gases, el agrietamiento puede ocurrir cuando el contenido de CO_2 es superior al 2% y las temperaturas exceder los 200° F, por tales condiciones este mecanismo no aplica.

El agrietamiento por corrosión por tensión con ácido polinitroso “scc damage– pta cracking” es una forma de agrietamiento por corrosión bajo tensión que ocurre normalmente durante paradas, arranques o durante la operación cuando hay aire y humedad presentes; el agrietamiento se debe a la formación de ácidos de azufre a partir de incrustaciones de sulfuro, aire y humedad que actúa sobre aceros inoxidables austeníticos sensibilizados, la sensibilización ocurre en el rango de 750°F hasta 1500°F.

En el agrietamiento por corrosión por tensión por cloruro (Cl SCC) “scc damage factor – clsc” se dan grietas iniciadas en la superficie causadas por el agrietamiento ambiental y algunas aleaciones a base de níquel bajo la acción combinada de tensión de tracción, temperatura y un ambiente acuoso de cloruro, la presencia de oxígeno disuelto aumenta la propensión a agrietarse. El SCC generalmente ocurre a valores de pH superiores a 2 y a valores de pH más bajos, la corrosión uniforme generalmente predomina, la tendencia de SCC disminuye hacia la región de pH alcalino; el agrietamiento generalmente ocurre a temperaturas del metal por encima de aproximadamente 140 ° F, aunque tiene excepciones.

“scc damage – HSC-HF HSC”, componentes sujetos a agrietamiento por tensión de hidrógeno en HF (HSC-HF) se define como el agrietamiento de un metal bajo la acción combinada de tensión de tracción y un mecanismo de corrosión que produce hidrógeno que puede difundirse en el metal. El HSC puede resultar de la exposición al sulfuro de hidrógeno, o por exposición al ácido fluorhídrico (HF). HSC-HF ocurre en alta resistencia (alta dureza), aceros o en depósitos de soldaduras duras o zonas duras afectadas por el calor de aceros de menor resistencia; no aplica para este caso debido a que no contiene HF.

El agrietamiento inducido en los servicios de ácido fluorhídrico (HIC / SOHIC-HF) “scc damage – HIC/SOHIC-HF” se trata de la corrosión por ácido HF puede resultar en altas tasas de corrosión general o localizada y puede ir acompañada de agrietamiento, formación de ampollas y / o HIC / SOHIC por hidrógeno, los aceros de baja aleación son susceptibles a la corrosión y / o agrietamiento y generalmente no son adecuados para el servicio de HF; no aplica para este caso debido a que no contiene HF.

Factor de daño por corrosión externa “external corrosión” Como regla general, las plantas ubicadas en áreas con altas precipitaciones anuales o lugares más cálidos, marinos son más propensas a la corrosión externa que las plantas ubicadas en lugares más fríos y secos del continente medio. Independientemente del clima, las unidades ubicadas cerca de torres de enfriamiento y salidas de vapor son altamente susceptibles a la corrosión externa, al igual que las unidades cuyas temperaturas de funcionamiento pasan por el punto de rocío de forma regular; debido al clima del Putumayo tiene un nivel de precipitaciones alto y a que el tanque de crudo es atmosférico, es susceptible a este mecanismo de daño.

Factor de daño por corrosión bajo el aislamiento: componente ferrítico “CUI damage – ferritic component” resulta de la acumulación de agua en el espacio de vapor (o espacio anular) entre el

aislamiento y la superficie de metal; las fuentes de agua pueden incluir lluvia, fugas de agua, condensación, deriva de la torre de agua de enfriamiento, diluvio sistemas y fugas de rastreo de vapor, este causa pérdida de la pared en forma de corrosión localizada y generalmente ocurre en el rango de temperatura entre -12°C y 175°C . este mecanismo no aplica ya que el tanque no tiene aislamiento térmico.

Factor de daño por fisuración por corrosión bajo tensión por cloruro externo - Austenítico “external clsc damage – austenitic” se da en componentes de acero inoxidable austenítico sin aislamiento ubicados en plantas de proceso pueden estar sujetos a CLSCC externos, como resultado la acumulación de cloruro resultante de las condiciones atmosféricas locales que incluyen cloruros; el agrietamiento generalmente ocurre a temperaturas del metal superiores a aproximadamente 140°F (60°C). Las láminas del tanque son de acero al carbono - No austenítico por lo tanto no aplica este mecanismo.

Agrietamiento por corrosión por tensión externa con cloruro bajo el factor de daño del aislamiento -Componente austenítico “external cui clsc damage – austenitic” se da para componentes aislados de acero inoxidable austenítico sujetos a tensión de cloruro externa, el agrietamiento por corrosión debajo del aislamiento (CUI CLSCC) puede ser causado por el rocío de agua de mar y torres de agua de enfriamiento transportadas por los vientos predominantes. Las láminas del tanque son de acero al carbono - No austenítico además no tiene aislamiento térmico, por lo tanto, no aplica este mecanismo.

“HTHA damage” Es el ataque de hidrógeno a alta temperatura, resultado de la exposición al hidrógeno a temperaturas elevadas y presiones. El hidrógeno reacciona con los carburos del acero para formar metano (CH_4) que no puede difundirse a través del acero, la pérdida de carburo provoca una pérdida general de resistencia provocando grietas; es aceptable para acero al carbono

hasta aproximadamente 10,000 psi de hidrógeno parcial presión. No aplica este mecanismo debido a que las condiciones del tanque están bajo las establecidas.

“brittle fracture damage” La fractura frágil es la fractura rápida repentina bajo tensión (residual o aplicada) donde el material exhibe poca o sin evidencia de ductilidad o deformación plástica; puede causar la tenacidad a la fractura de los materiales; el tamaño, la forma y el efecto de concentración de tensión de un defecto; la cantidad de tensiones residuales y aplicadas sobre la falla; puede aumentar por la presencia de fases frágiles, la limpieza del acero y el tamaño del grano. No aplica debido a que el tanque opera bajo las condiciones adecuadas.

“Temper embrittlement damage” el factor de daño por fragilización del acero de baja aleación es la reducción de la tenacidad debido a un cambio metalúrgico que puede ocurrir en algunos aceros aleados como resultado de la exposición a largo plazo en el rango de temperatura de aproximadamente 650°F hasta 1100°F, este factor no aplica debido a que el tanque opera a una temperatura muy por debajo a la descrita.

Factor de daño por fragilización del acero de baja aleación “885 embrittlement damage” para componentes de acero de baja aleación al Cr-Mo sujetos a fragilización después de una exposición prolongada a temperaturas en el rango de 343 ° C a 577 ° C, la reducción de la tenacidad a la fractura solo afecta al material en la parte inferior; este factor no aplica debido a que el tanque opera a una temperatura muy por debajo a la descrita.

La fragilidad de la fase Sigma “sigma phase embrittlement damage” es la formación de una fase metalúrgica conocida como fase sigma puede resultar en una pérdida de tenacidad a la fractura en algunos aceros inoxidable como resultado de la exposición a altas temperaturas en el rango de 1000 ° F a 1750 ° F, ocurre en acero inoxidable ferrítico (Fe-Cr), martensítico (Fe-Cr), austenítico

(Fe-Cr-Ni) y dúplex; este factor no aplica debido a que el tanque opera a una temperatura muy por debajo a la descrita además de que el material de diseño es acero al carbono.

Factor de daño por fatiga mecánica de las tuberías “piping mechanical fatigue damage” se refiere a las fallas por fatiga de los sistemas de tuberías que presentan un peligro bajo ciertas condiciones; los sistemas de tuberías instalados no deben estar sujetos a tales fallas, pero puede darse estas situaciones, especialmente si hay fuentes mecánicas de tensiones cíclicas como bombas y compresores alternativos. Este factor no aplica debido a que únicamente se está evaluando el tanque.

4.3 Plan de inspección

Anteriormente se identificó los mecanismos de daño que podrían afectar al tanque, por lo tanto, se procede a establecer el plan de inspección del equipo, teniendo en cuenta: El componente o parte a evaluar, el modo de daño, los ensayos a realizar, que tengan la capacidad de detectar tales daños y las extensiones en donde se deben hacer, también se contemplan diferentes técnicas no destructivas para hallar cada uno de los defectos que se presentaron en los equipos. Se debe tener en cuenta que el plan de inspección lo realiza un inspector autorizado.

Tabla 8. Plan De Inspección.

PARTE	MODO DE FALLA	ENSAYOS A REALIZAR	EXTENSIONES
TECHO	Corrosión	IV	100%
		UT Espesores	criterio del inspector
	Defectos de soldadura	IV	100%
	Empollamiento, entizamiento, agrietamiento del recubrimiento	IV	100%

		Deformaciones de la estructura	IV	100%
		Penetraciones del techo	UT Espesores	criterio del inspector
CUERPO		Corrosión	IV	100%
			UT Espesores	12 por lamina
		Defectos de soldadura	IV	100%
		Empollamiento, entizamiento, agrietamiento del recubrimiento	IV	100%
		Asentamientos del cuerpo	Medidas de nivel	Ejes determinados por norma
		Verticalidad	Medidas de desviación	Ejes determinados por norma
		Penetraciones del cuerpo	UT Espesores	al criterio del inspector
			liquidos penetrantes	criterio del inspector
		Deformaciones	IV	100%
FONDO		Corrosión	IV	100%
			UT Espesores - LFET	100%
		Defectos de soldadura	IV	A criterio del inspector
			particulas magneticas	sumidero
		Empollamiento, entizamiento, agrietamiento del recubrimiento	IV	100%
	Asentamientos del fondo	Medidas de nivel	100%	
DIQUE Y CANALES		Erosión, agrietamiento, capacidad de contención etc.	IV	100%
PUESTAS A TIERRA		Continuidad	IV	100%
ESCALERAS Y BARANDAS		Corrosión	IV	100%

4.3.1 Procedimiento de inspección. Para una práctica segura durante el desarrollo de la actividad, se realizó una evaluación de riesgos potenciales a los que estaban expuestos el personal de inspección, siguiendo una de las políticas de la empresa se desarrolló un análisis de trabajo seguro (ATS) cumpliendo con condiciones como el aislamiento de todo tipo de energía y gases combustibles, la limpieza del tanque, la no evidencia de objetos que presenten riesgos de caída, trabajo seguro en alturas, trabajo seguro en espacios confinados, el acceso sin obstrucción al tanque, el buen uso de los elementos de protección personal, señalamiento adecuado en el área de trabajo, contar con equipo de comunicación y tener un plan de contingencia.

En el desarrollo de la actividad se tomó como punto de referencia (punto inicial 0°) el Manhole del tanque de crudo para la realización de los ensayos no destructivos requeridos en la evaluación de estado actual. Se debe tener en cuenta que se realizó la metodología en base a las especificaciones técnicas del contrato.

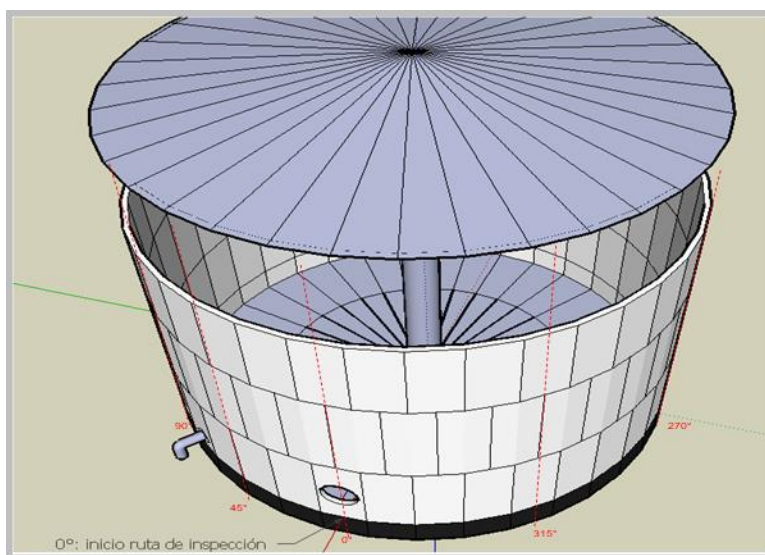


Figura 8. Esquema informativo de inspección por ejes. Procedimientos de inspección Corporación CIMA (2021)

En la tabla 9 se muestra los procedimientos a desarrollar para las actividades, los cuales están sujetos a normativas de la empresa.

Tabla 9. Procedimientos de inspección.

No	PROCEDIMIENTO	ACTIVIDAD
1	GPRO-IN-I-TQS-02	LEFT (Flujo Magnético)
2	GPRO-IN-I-TQS-03	UT SCAN B Y A
4	GPRO-IN-I-TQS-06	PARTICULAS MAGNETICAS
5	GPRO-IN-I-TQS-09	ASENTAMIENTO DE FONDO

Nota: cada procedimiento está sujeto a los desarrollados en corporación CIMA.

4.3.2 Inspección con flujo magnético (MFL). El MFL proporciona una inspección confiable y en un periodo corto de tiempo; la inspección mediante MFL del tanque se realizó de acuerdo a lo establecido en ASME SECCION V. Artículo 16 y el procedimiento GPRO-IN-I-TQS-02 Instructivo Inspección Por Ensayo De Flujo Magnético para Tanques, como se muestra en la tabla 9.

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 confirmación por Scan B, además de la inspección visual.

4.3.3 Inspección Por Ultrasonido (UT) Scan B y Scan A. La inspección de los espesores del tanque se realizó de acuerdo a 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 GPRO-IN-ITQS-03, medición de espesores por UT en tanques.

Techo: Se inspeccionó con UT el 100% del techo. Tomando 12 lecturas mediante la técnica de UT SCAN A (ver fig. 9) en cada lámina del techo. El registro de espesores del techo se encuentra en la tabla 18.

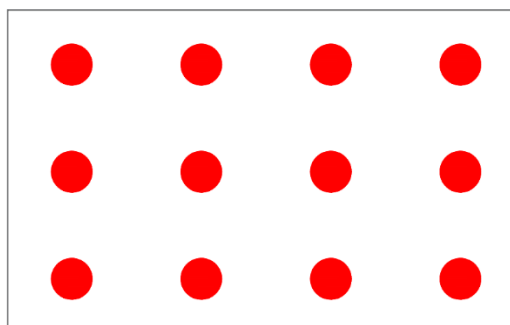


Figura 9. Puntos inspeccionados en la lámina de techo.

Boquillas del techo: Se realizó la medición de espesores cada 90° en cada boquilla. El registro de inspección se encuentra en la tabla 20.

Cuerpo: Se inspeccionó tomando 12 lecturas en cada lamina del primer anillo y los anillos restantes, mediante la técnica de UT SCAN A. El registro de espesores del cuerpo se encuentra en la tabla 13.

Boquillas Del Cuerpo: Se realizó la medición de espesores cada 90° en cada boquilla. El registro de inspección se encuentra en la tabla 17.

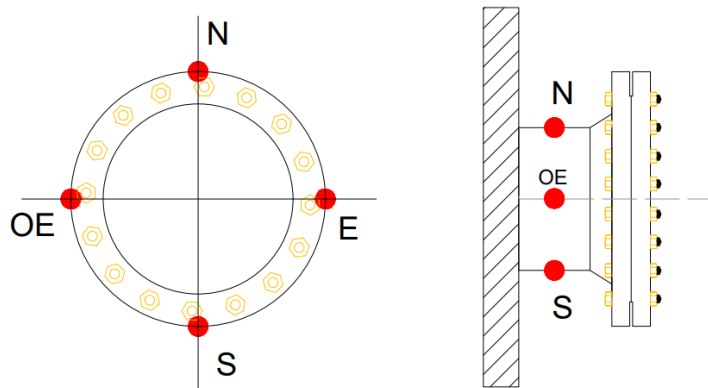


Figura 10. Puntos inspeccionados en las boquillas.

Fondo: Se realiza inspección del fondo mediante MFL y sus comprobaciones con UT SCAN B a las indicaciones si las hubiese. Se toman 12 lecturas mediante la técnica de UT SCAN A en cada lámina del fondo ver tabla 21.



Figura 11. Equipo de ultrasonido Dakota.

Fuente: (Mahoo, 2021)

Tabla 10. Equipo de ultrasonido.

Equipo de ultrasonido:	DAKOTA
Modelo:	MVX
Acoplante:	Sonatech Ultragel II
Método:	P-E/E-E
Bloque de calibración:	Escalerilla
Exactitud de la medición:	+/- 5%
Palpador:	: E+R
Diámetro	1/4 in
Frecuencia:	5 MHz
Angulo:	0°

Nota: descripción del equipo utilizado en corporación CIMA.

4.3.4 Determinación de asentamiento cuerpo y fondo. Las medidas tomadas en el asentamiento se realizaron Según el estándar API 653, Apéndice B, sección B.3.2.2; además de lo establecido en los procedimientos de inspección por la empresa corporación CIMA como se muestra en la tabla 9.

Se realizó mediciones de nivel empezando desde cada eje del cuerpo del tanque y finalizando en el centro, La nivelación fue tomada cada 45° en sentido horario, partiendo desde el punto 0° tomando el manhole como referencia; El equipo utilizado es un nivel de precisión automático (marca Topcon; modelo atb-4).

Debido a que este proceso es complicado, de precisión y experiencia fue realizado completamente por un inspector certificado por lo cual se tomará como un anexo de la evaluación final del tanque.

4.3.5 Detección de fugas por método de partículas magnéticas y líquido penetrante. Según API 653 “se requiere este examen para: Soldaduras nuevas entre el cuello de las boquillas y cuerpo, entre cuello de boquillas y ruanas, entre las ruanas y el cuerpo; cavidades del removimiento de defectos de soldaduras, las soldaduras existentes entre el cuerpo y el fondo que estarán bajo una lámina de reparación, más 6 pulgada en cada lado, pase final y de raíz de la soldadura de la lámina de reparación en el fondo sobre la zona crítica, MT o PT a las soldaduras correspondientes a reparaciones de la unión cuerpo-fondo antes y después del pase de raíz, y después del pase final; entre otras. El estándar de aceptación del examen de partículas magnéticas es ASME Sección V, Artículo 7 y el examen de líquidos penetrantes son ASME Sección V, Artículo 6.” (pág. 85). Se debe tener en cuenta que esta actividad se desarrolló sujeta a las especificaciones propias del cliente y lo establecido en el procedimiento número 3 de la tabla 9.

El líquido penetrante es aplicado en la superficie introduciéndose en las discontinuidades, posteriormente se seca el área y se aplica el líquido revelador que funciona como absorbente del penetrante mostrando la discontinuidad.

4.4 Criterios de aceptación y rechazo

Para la ejecución de la actividad de evaluación del estado de corrosión de tanques atmosféricos, se utilizó como criterio de evaluación los documentos: API 653 y 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.

4.4.1 Criterios para evaluación de espesores de retiro. Espesor mínimo para cuerpo de tanques soldados:

Se calculó por la siguiente expresión:

$$t_{min} = \frac{2,6(H-1)DG}{SE} \quad (5)$$

Dónde:

t_{min} : Espesor mínimo aceptable, en pulgadas.

H: Altura hasta nivel de líquido máximo en pies.

D: Diámetro nominal del tanque en pies.

G: Gravedad específica más alta de los contenidos.

S: Máximo esfuerzo permisible en libra por pulgada cuadrada.

E: Eficiencia de la junta.

Espesor mínimo para techo:

La evaluación del espesor mínimo de techo se realizó de acuerdo a lo establecido en API 653 4.2. 2 donde menciona que “Las láminas del techo corroídas con un promedio de espesor menor de 0.09 en cualquier área de 100 in^2 o láminas del techo con agujero pasante deberá ser reparadas o reemplazadas; Los elementos de soporte del techo (cerchas, vigas, columnas y bases) deberán ser inspeccionadas para detectar la sanidad por un método aceptable por parte del inspector responsable, elementos distorsionados (tales como columnas desplomadas), corroídos, y elementos dañados deberán ser evaluados y reparados o reemplazados si es necesario”.

Espesor mínimo boquillas:

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

4.4.2 Criterios para evaluación de verticalidad y redondez. Los datos obtenidos en el diagnóstico serán evaluados según API 653 Tabla 11 a partir del cual se establece una desviación de radios máxima permisible para rangos de diámetros.

Tabla 11. Desviación de radios permisibles.

DIÁMETRO DEL TANQUE (Ft)	TOLERANCIAS RADIALES (in)
<40	$\pm 1/2$
40 a < 150	$\pm 3/4$
150 a < 250	± 1
≥ 250	$\pm 1 \frac{1}{4}$

Fuente: Tomado de (Institute, API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2005)(pag.45)

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 pulgadas.

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.

4.4.3 Criterios para evaluación de asentamientos de fondo y borde. La evaluación de los asentamientos se realizó de acuerdo a lo establecido en API 653 Apéndice B “Evaluación del asentamiento del fondo del tanque”. Para asentamientos de fondo se aceptan valores de depresiones o protuberancias que cumplan con lo establecido en el Apéndice B3.3. y figura B10 donde se muestra el máximo asentamiento permitido en pulgadas para áreas con soldaduras de fondo aproximadamente paralelas al cuerpo.

Para asentamientos de borde se aceptan valores de quiebre que cumplan con lo establecido en el Apéndice B3.4 “Asentamiento del borde” y figuras B11 para asentamiento máximo admisible del borde para soldaduras traslapadas al fondo aproximadamente perpendiculares al cuerpo y B12 para asentamiento de borde con soldadura de traslape a un ángulo arbitrario al cuerpo del estándar API 653.

4.5 Diagnóstico mediante ensayos no destructivos.

Posteriormente se describen los hallazgos encontrados mediante la inspección visual del tanque, la medición de espesores por medio de ensayos de ultrasonido, MFL y la evaluación de juntas mediante ensayos de partículas magnéticas y tintas penetrantes. Estas observaciones han sido divididas en función de los componentes que conforman el tanque.

4.5.1 Reconocimiento. El tanque de crudo cumple con el requerimiento de lavado, está libre gases combustibles y producto para realizar la inspección, presenta una estructura cilíndrica vertical de techo cónico fijo, que se encuentra soportado por una columna central; el cuerpo posee uniones soldadas verticales y horizontales, con un diseño de junta a tope. 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.

La altura de cada anillo es de 1.46 metros. Las láminas en el tanque se encuentran distribuidas así: 5 láminas en el primer anillo, el segundo, el tercero, y cuarto anillo ver figura 12. Las características generales se encuentran en la Tabla 1.

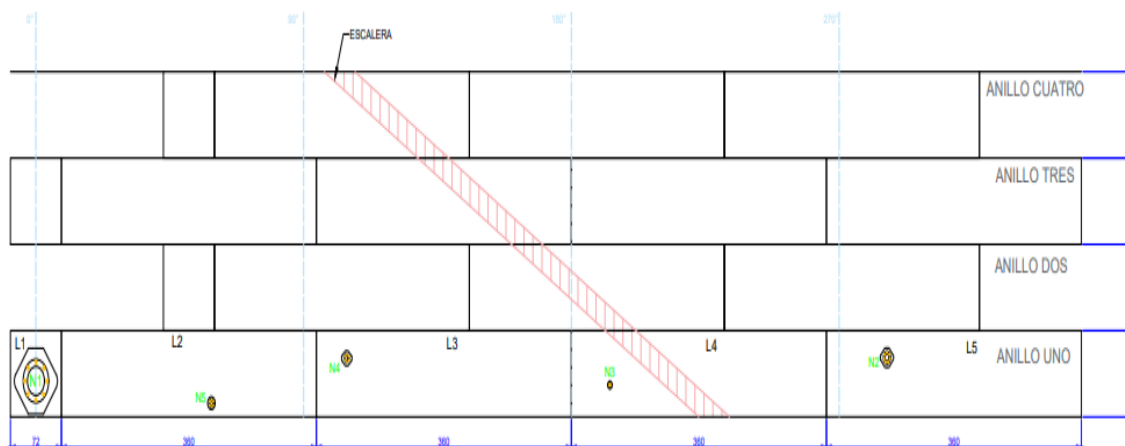


Figura 12. Esquema del cuerpo del tanque.

4.5.2 Dique. El dique está compuesto por muros verticales de concreto, escaleras de salida y entrada; su superficie está compuesta por lozas de concreto. El dique se encuentra en buenas condiciones mecánicas puesto que no evidencia daño mecánico, desprendimiento de material, erosión o agrietamiento, pero si presenta crecimiento de materia vegetal (ver fotografía 7), el sistema contra incendio (espuma y agua) presenta corrosión por defectos en el recubrimiento (desprendimiento y degradación UV); se presentan instalaciones eléctricas ubicadas correctamente. La longitud del dique es 47,84 m, altura de 1 m y ancho 24,80m, aloja dos tanques de crudo y cumple con la capacidad de contener aproximadamente 7463 barriles de petróleo en caso de presentarse pérdidas por contención.

Los drenajes del patio del dique se encuentran en buen estado.



Fotografía 1. Estado del dique del tanque.

4.5.3 Fundación. El tanque presenta anillo de concreto; se encontró en buena condición, no se observan desportillamientos ni grietas que comprometan la estabilidad de esta fundación.



Fotografía 2. Estado de la fundación 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.



Fotografía 3. Tanque sin sello.

La fundación del tanque presenta zona con vegetación lo que quiere decir que el concreto contiene humedad la cual puede llegar a comprometer su integridad generando erosión, desprendimiento de material y agrietamiento.



Fotografía 4. Crecimiento de vegetación.

Se realizo toma de espesores a la pestaña perimetral, la cual indica que el espesor nominal de la misma es de 0.200 in vs 0,188 in de espesor mínimo requerido, según el numeral 6.1.1

Nominal Tank Diameter-Nominal Plate Thickness de API-650 (figura 13); el ancho es de 2 in, por lo cual esta pestaña cumple requerimientos de este mismo estándar.

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

Figura 13. Espesor nominal de la placa.

Fuente: (Institute, API STANDARD 650 "Welded Steel Tanks for Oil Storage", 2005, pág. 38).



Fotografía 5. Estado de la pestaña perimetral del tanque.

Existe solo una conexión a tierra y se encuentra instalada en condición subestándar y no cumple requerimientos, de acuerdo al código de diseño API-650, párrafo 5.8.11.3: “ If required by the Purchaser, grounding lugs shall be provided in the quantity specified on the Data Sheet, Table 4, and comply with Figure 5-23. The lugs shall be equally spaced around the base of the tank. Provide a minimum of four lugs. The suggested maximum lug spacing is 30 m (100 ft).



Fotografía 6. Conexión a tierra del tanque.

4.5.4 Estructuras de acceso. La escalera helicoidal, se encontró en buena condición mecánica, no obstante, su recubrimiento presenta estado final de su vida útil. Requiere aplicación de recubrimiento nuevo. todos los escalones fueron soldados directamente sobre las láminas del cuerpo y no sobre platinas de refuerzo.



Fotografía 7. Estado de los elementos de las escaleras.

La baranda perimetral y la plataforma de la escalera, presentan buena condición mecánica, pero requiere aplicación de un nuevo recubrimiento.



Fotografía 8. Plataforma escalera y Baranda perimetral, con recubrimiento en mal estado.

Las estructuras del tanque cumplen con los requerimientos necesarios mencionados en las tablas “3-17—Requirements for Platforms and Walkways” y la tabla “3-18—Requirements for Stairways” del API 650 pagina 3-44.

4.5.5 Sistema de contraincendios. El tanque no tiene sistema de espuma. Tiene instalado un anillo de enfriamiento en la sección superior, el cual presenta recubrimiento en mala condición.



Fotografía 9. Sistema de contraincendios.

4.5.6 Cuerpo. La inspección del tanque se realizó iniciando en el primer anillo donde se encuentran la mayoría de facilidades tipo boquillas y manholes, a continuación, se encuentra el resultado de la inspección visual y de espesores.

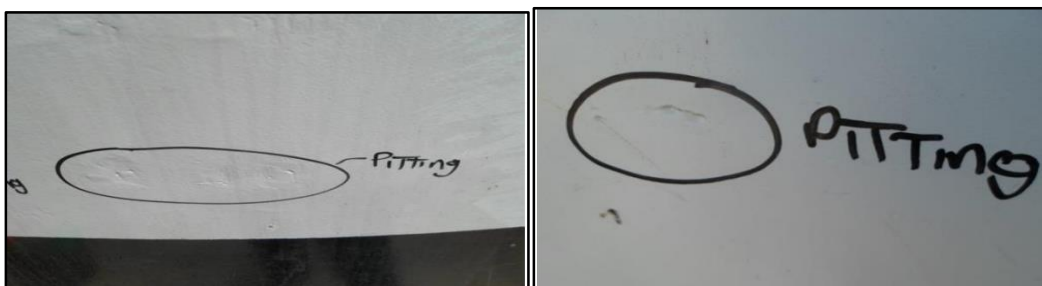
Inspección externa

La inspección visual externa, revela que el recubrimiento se ha desempeñado en forma eficiente, pero ha llegado al final de su vida útil. Presenta fuerte entizamiento generalizado, esto es un signo de pérdidas de las propiedades del recubrimiento. No se presenta desprendimiento que generan focos de corrosión, no obstante, el moho y la humedad presente, producto de la vegetación y suciedad crean un ambiente para su deterioro gradual.



Fotografía 10. Condición de recubrimiento externo del cuerpo.

El equipo presenta zonas de pitting ubicadas como se observa en el anexo 3. Estas picaduras son consideradas no críticas puesto que la zona más crítica presenta una profundidad de 1/16 in lo que quiere decir que no compromete la integridad física ni el correcto funcionamiento del activo.



Fotografía 11. Zona de pitting.



Fotografía 12. Medición en zona de pitting.

Se presentan múltiples zonas con daños mecánicos tipo entallas, asociadas a la manipulación de herramientas durante la construcción del activo y disturbios sociales, sin embargo, por su dimensionamiento y ubicación no son condiciones que puedan repercutir en la normal operación del equipo.



Fotografía 13. Daño mecánico.

El tanque tiene varios parches circulares; lo que sugiere que previamente tenía accesorios instalados los cuales fueron sellados como se observa en las fotografías 22 y 23 las cuales se encuentran ubicadas como se muestra en el anexo 1 “esquema del cuerpo”.



Fotografía 14. Parches circulares.

No se observan bandings ni peakings que excedan lo establecido en API 653 sección 10.5.4. La soldadura cuerpo cumple con lo establecido en API 550. No se observan pérdidas de espesor debido a corrosión.

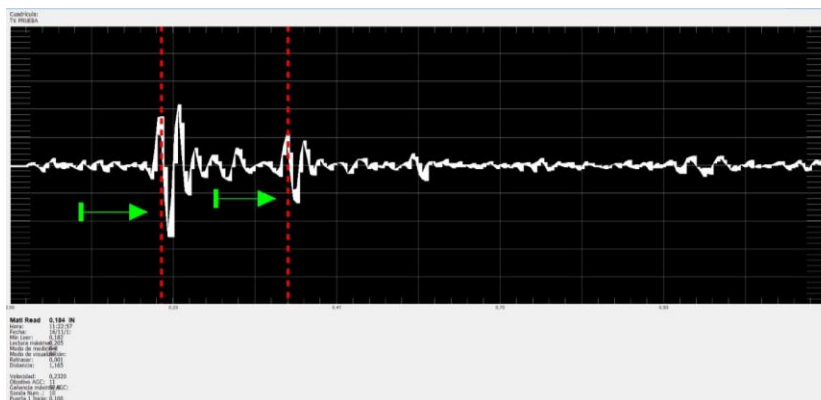
Inspección interna

En la inspección de la parte interna mediante el ensayo de líquidos penetrantes se observa pasantes en la junta cuerpo - penetración de la boquilla N5 en el primer anillo; presentan deficiencias constructivas en cuanto a soldadura de respaldo; tal condición afecta la integridad del equipo.



Fotografía 15. Pasante en la soldadura de respaldo de N5.

Los resultados generales de la inspección se presentan en la tabla 12; la evaluación se desarrolló teniendo en cuenta los parámetros descritos en ASME Sección V y ASME Sección VIII Div.1.



Gráfica 2. Perfil Scan B verificación UT lamina 4-1.

Fuente: Equipo de UT Dakota.

Tabla 13. Espesores del cuerpo del tanque tomados en campo mediante UT.

Anillo -Lámina	PUNTO												PROM	MINIMO
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
A 1-1	0,245	0,231	0,243	0,241	0,239	0,231	0,232	0,233	0,239	0,243	0,231	0,242	0,238	0,230
A 1-2	0,232	0,244	0,231	0,241	0,238	0,245	0,245	0,231	0,243	0,241	0,233	0,232	0,238	
A 1-3	0,244	0,231	0,242	0,235	0,236	0,243	0,237	0,232	0,232	0,234	0,243	0,230	0,237	
A 1-4	0,230	0,234	0,238	0,232	0,236	0,236	0,238	0,233	0,242	0,243	0,245	0,234	0,237	
A 1-5	0,235	0,245	0,244	0,245	0,235	0,233	0,243	0,240	0,231	0,231	0,245	0,239	0,239	
A 2-1	0,181	0,177	0,180	0,176	0,180	0,174	0,174	0,177	0,182	0,178	0,175	0,181	0,178	0,173
A 2-2	0,181	0,182	0,178	0,173	0,179	0,179	0,181	0,179	0,174	0,173	0,178	0,175	0,178	
A 2-3	0,177	0,181	0,180	0,175	0,179	0,173	0,180	0,178	0,182	0,181	0,174	0,182	0,179	
A 2-4	0,182	0,178	0,175	0,182	0,176	0,179	0,175	0,180	0,177	0,179	0,176	0,175	0,178	
A 2-5	0,174	0,173	0,178	0,179	0,181	0,180	0,181	0,174	0,178	0,175	0,179	0,181	0,178	
A 3-1	0,179	0,178	0,177	0,182	0,174	0,177	0,179	0,181	0,179	0,181	0,182	0,180	0,179	0,174
A 3-2	0,183	0,182	0,179	0,176	0,179	0,180	0,178	0,178	0,181	0,183	0,181	0,176	0,180	
A 3-3	0,175	0,174	0,180	0,177	0,182	0,176	0,177	0,183	0,182	0,175	0,176	0,182	0,178	
A 3-4	0,181	0,179	0,183	0,175	0,175	0,174	0,180	0,182	0,179	0,181	0,176	0,177	0,179	
A 3-5	0,183	0,179	0,179	0,179	0,179	0,183	0,177	0,177	0,180	0,177	0,174	0,182	0,179	
A 4-1	0,178	0,183	0,183	0,183	0,180	0,180	0,181	0,180	0,179	0,183	0,180	0,176	0,181	0,176
A 4-2	0,184	0,182	0,179	0,183	0,176	0,183	0,182	0,179	0,177	0,182	0,180	0,180	0,181	
A 4-3	0,181	0,178	0,177	0,178	0,182	0,183	0,183	0,181	0,183	0,182	0,179	0,178	0,180	
A 4-4	0,178	0,181	0,178	0,179	0,182	0,184	0,183	0,180	0,183	0,184	0,181	0,178	0,181	
A 4-5	0,182	0,184	0,179	0,176	0,184	0,179	0,178	0,176	0,179	0,178	0,180	0,176	0,179	

Nota: PROM= Es. pesor promedio medido.

Tabla 14. Evaluación de espesores del cuerpo.

Anillo	Altura del anillo	Altura del producto (ft)	Material	Esfuerzo admisible (psi)	Espesor mínimo requerido(in)	Espesor Actual (in)	Evaluación
1	6,00	6,0	A-283 Gr C	23600	0,108	0,230	ACEPTADO
2	6,00	12,0	A-283 Gr C	23600	0,100	0,173	ACEPTADO
3	6,00	18,0	A-283 Gr C	26000	0,100	0,174	ACEPTADO
4	6,00	24,0	A-283 Gr C	26000	0,100	0,176	ACEPTADO

Nota: ver ecuación 5.

Para los cálculos de las velocidades de corrosión y vida residual, se tomaron de la información de construcción suministrada por el cliente y/o asumida. las ratas de corrosión que se obtuvieron aparecen en la tabla siguiente:

Tabla 15. Velocidades de corrosión y vida residual.

Anillo	Espesor nominal (pulg)	Espesor Actual (pulg)	Espesor mínimo (pulg)	Tolerancia a corrosión (pulg)	Rata de corrosión (pulg/Año)	Tiempo de servicio (años)	Vida residual (años)
1	0,250	0,230	0,108	0,122	0,001	31,00	30
2	0,188	0,173	0,100	0,073	0,000	31,00	30
3	0,188	0,174	0,100	0,074	0,000	31,00	30
4	0,188	0,176	0,100	0,076	0,000	31,00	30

Nota: ver tabla 14.

En la inspección visual interna a las láminas del primer anillo del tanque no hay evidencia de corrosión, ni deformación que puedan afectar la integridad del tanque. Comparando los valores de rata de corrosión de la Tabla 15 con la tabla 16, podemos concluir que estos valores tienen una rata de corrosión LEVE (NACE RP0775).

Tabla 16. Velocidad de corrosión norma NACE.

CRITICIDAD VELOCIDAD DE CORROSION NORMA NACE RP0775		
Severa	> 10 mpy	> 0.25 mm/y
Alta	5 - 10 mpy	0.13-0.25 mm/y
Moderada	1.0 - 4.9 mpy	0.025-0.12 mm/y
Leve	< 1 mpy	< 0.025 mm/y

Nota: mm/y = milímetro año y mpy = milésimas de pulgada.

Fuente:(Internacional, 2005, pág. 15).

4.5.7 Accesorios del cuerpo. El tanque cuenta con cuatro boquillas y un Manhole ubicados en el perímetro del primer anillo, cumpliendo así con las mínimas requeridas por el estándar API 650; las boquillas no presentan deformación ni daño mecánico, están en buen estado; el recubrimiento de las boquillas presenta desprendimiento en pequeñas áreas permitiendo formación de corrosión generalizada y las penetraciones cumplen con los límites de espaciamiento de acuerdo a API 650 en la Figura 3-22 “Minimum Weld Requirements for Openings in Shells According to Section 3.7.3” muestra según el espesor de la lámina a que distancia deberían estar la soldaduras de estos accesorios.

El manhole del cuerpo está en buen estado no hay evidencia de deformación ni daño, el recubrimiento se encuentra en buen estado no posee pescante.



Fotografía 16. Estado del manhole.

Se realizó toma de espesores a cada una de las boquillas y la ventana de barrido del casco. Todas las boquillas, cumplen requerimientos de espesor de acuerdo al código de diseño API-650, como se muestra en la tabla 17. Las uniones roscadas o bridadas de las boquillas, no presentan escape en operación.



Fotografía 17. Boquillas en buen estado.

Tabla 17. Espesores de las boquillas del cuerpo.

BOQ	DESCRIPCIÓN	DIÁMETRO	UBICACIÓN	ESP NOMINAL	1	2	3	4	MINIMO	PROM	REQ	A/R
N1	MH	24	CUELLO	0,265	0,267	0,271	0,268	0,263	0,263	0,267	0,250	A
			RUANA	0,250	0,260	0,258	0,259	0,250	0,250	0,257	0,250	A
			CUERPO	0,250	0,243	0,238	0,24	0,242	0,238	0,241	0,108	A
			TAPA /CIEGO	0,500	0,49	0,493	0,487	0,488	0,487	0,490	0,438	A
N2	SALIDA	6	CUELLO	0,432	0,424	0,419	0,418	0,426	0,418	0,422	0,432	A
			RUANA	0,250	0,243	0,242	0,243	0,243	0,242	0,243	0,250	A
			CUERPO	0,250	0,241	0,239	0,239	0,24	0,239	0,240	0,108	A
N3	CIEGO	3	CUELLO	0,300	0,285	0,279	0,28	0,281	0,279	0,281	0,300	A
			RUANA	0,250	0,241	0,239	0,24	0,240	0,239	0,240	0,250	A
			CUERPO	0,250	0,242	0,245	0,246	0,239	0,239	0,243	0,108	A
N4	ENTRADA	6	CUELLO	0,432	0,418	0,418	0,425	0,414	0,414	0,419	0,432	A
			RUANA	0,250	0,245	0,240	0,242	0,244	0,240	0,243	0,250	A
			CUERPO	0,250	0,246	0,246	0,237	0,237	0,240	0,243	0,108	A
N5	DRENAJE	4	CUELLO	0,337	0,329	0,334	0,324	0,330	0,324	0,263	0,337	A
			RUANA	0,250	0,243	0,241	0,242	0,244	0,241	0,244	0,250	A
			CUERPO	0,250	0,235	0,241	0,244	0,242	0,235	0,242	0,108	A

Nota: BOQ= Boquilla, PROM= Promedio, REQ= espesor requerido según API 650, A= Aprobado y R= rechazado.

En la figura 14 se muestran los espesores requeridos de cada boquilla según su diámetro y la figura 15 muestra los espesores requeridos para el manhole, descritos en el estándar API 650.

Column 1	Column 2	Column 3
NPS (Size of Nozzle)	Outside Diameter of Pipe OD	Nominal Thickness of Flanged Nozzle Pipe Wall ^a t_n
Flanged Fittings		
24	24	0.50
22	22	0.50
20	20	0.50
18	18	0.50
16	16	0.50
14	14	0.50
12	12 ^{3/4}	0.50
10	10 ^{3/4}	0.50
8	8 ^{5/8}	0.50
6	6 ^{5/8}	0.432
4	4 ^{1/2}	0.337
3	3 ^{1/2}	0.300
2 ^{1/2}	2 ^{3/8}	0.218

Figura 14. Espesor nominal de boquillas.

Fuente: (Institute, API STANDARD 650 "Welded Steel Tanks for Oil Storage", 2005, pág. 3-21).

Table 3-3—Thickness of Shell Manhole Cover Plate and Bolting Flange

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6	Column 7	Column 8	Column 9	Column 10
Max. Design Liquid Level m (ft) H	Equivalent Pressure ^a kPa (psi)	Minimum Thickness of Cover Plate ^b (t_c)				Minimum Thickness of Bolting Flange After Finishing ^b (t_f)			
		500 mm (20 in.) Manhole	600 mm (24 in.) Manhole	750 mm (30 in.) Manhole	900 mm (36 in.) Manhole	500 mm (20 in.) Manhole	600 mm (24 in.) Manhole	750 mm (30 in.) Manhole	900 mm (36 in.) Manhole
6.4 (21)	63 (9.1)	8 (³ / ₁₆)	10 (³ / ₈)	11 (⁷ / ₁₆)	13 (¹ / ₂)	6 (¹ / ₄)	6 (¹ / ₄)	8 (³ / ₁₆)	10 (³ / ₈)
8.2 (27)	80 (11.7)	10 (³ / ₈)	11 (⁷ / ₁₆)	13 (¹ / ₂)	14 (⁹ / ₁₆)	6 (¹ / ₄)	8 (⁵ / ₁₆)	10 (³ / ₈)	11 (⁷ / ₁₆)
9.8 (32)	96 (13.9)	10 (³ / ₈)	11 (⁷ / ₁₆)	14 (⁹ / ₁₆)	16 (⁵ / ₈)	6 (¹ / ₄)	8 (⁵ / ₁₆)	11 (⁷ / ₁₆)	13 (¹ / ₂)

Figura 15. Espesor nominal del manhole

Fuente: (Institute, API STANDARD 650 "Welded Steel Tanks for Oil Storage", 2005, pág. 3-12).

4.5.8 Techo. La inspección visual del recubrimiento exterior del techo revela que en general presenta final de su vida útil, existe entizamiento generalizado fuerte. Se observan desprendimientos con formación de focos de corrosión en un 80%, no existe la capa de acabado final. Para asegurar su desempeño, se requiere aplicación de recubrimiento nuevo en un periodo que no exceda de 2 años. La unión soldada cuerpo-techo del tanque está en buen estado.

El envejecimiento del recubrimiento es causado fundamentalmente por la acción de la radiación UV de la luz solar, donde el ligante orgánico se degrada gradualmente sobre la superficie liberando los pigmentos en forma de polvo. El entizado es estrictamente superficial y conduce a una reducción del espesor de la película.



Fotografía 18. Estado del techo fijo.

En general las soldaduras de las láminas, se encuentran libres de fugas, grietas u otro mecanismo de daño, sin embargo, en la lámina 3 se observa picaduras de hasta 1/16", pero tal condición no compromete la integridad del equipo; además no se observan deformaciones plásticas u ondulaciones de las láminas del techo, daños mecánicos, que comprometan la integridad estructural del equipo.



Fotografía 19. Zona de picaduras (lamina 3).

Evaluación de los espesores del techo

Se realizó inspección visual externa con toma de espesores a cada una de las catorce (14) laminas del techo cónico fijo como lo muestra la tabla 18; los espesores medidos en el techo se encuentran por encima de los mínimos establecidos en API 653. Para establecer ratas de corrosión (tabla 19), en el espesor nominal del techo se utilizó los datos suministrados por el propietario, el valor es de 3/16" (4,78 mm).

Tabla 18. Espesores del techo fijo del tanque.

Lámina	PUNTO												PROM	MINIMO
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	0,176	0,180	0,171	0,177	0,179	0,171	0,181	0,180	0,180	0,173	0,175	0,176	0,177	0,171
2	0,175	0,181	0,180	0,172	0,181	0,174	0,178	0,180	0,181	0,178	0,178	0,175	0,178	0,172
3	0,173	0,181	0,182	0,178	0,176	0,170	0,181	0,176	0,179	0,171	0,171	0,171	0,176	0,170
4	0,173	0,176	0,178	0,172	0,175	0,171	0,170	0,175	0,170	0,172	0,176	0,175	0,174	0,170
5	0,179	0,179	0,179	0,171	0,177	0,180	0,180	0,171	0,179	0,180	0,171	0,176	0,177	0,171
6	0,176	0,170	0,175	0,179	0,182	0,176	0,174	0,172	0,176	0,170	0,180	0,180	0,176	0,170
7	0,181	0,170	0,178	0,175	0,171	0,173	0,180	0,176	0,173	0,179	0,170	0,176	0,175	0,170
8	0,180	0,176	0,181	0,176	0,176	0,170	0,171	0,170	0,177	0,172	0,171	0,172	0,174	0,170
9	0,178	0,178	0,177	0,175	0,175	0,171	0,175	0,178	0,173	0,178	0,174	0,177	0,176	0,171
10	0,178	0,181	0,171	0,182	0,176	0,175	0,180	0,172	0,177	0,182	0,176	0,181	0,178	0,171
11	0,174	0,181	0,177	0,175	0,170	0,180	0,173	0,176	0,180	0,176	0,181	0,175	0,177	0,170
12	0,182	0,178	0,182	0,178	0,177	0,171	0,181	0,174	0,179	0,182	0,172	0,181	0,178	0,171
13	0,172	0,176	0,181	0,182	0,175	0,177	0,180	0,182	0,182	0,182	0,180	0,178	0,179	0,172
14	0,178	0,170	0,179	0,176	0,171	0,174	0,174	0,176	0,176	0,177	0,174	0,182	0,176	0,170

Nota: PROM= Espesor promedio medido.

Tabla 19. Evaluación de espesores del techo fijo.

Techo	Espesor nominal (pulg)	Espesor Actual (pulg)	Espesor mínimo (pulg)	Tolerancia a corrosión (pulg)	Rata de corrosión (pulg/Año)	Tiempo de servicio (años)	Vida residual (años)
Laminas	0,188	0,170	0,090	0,08	0,001	31,00	30

Nota: para la evaluación de la rata de corrosión ver tabla 14.

4.5.9 Accesorios del techo. En el Manhole presenta Corrosión general y corrosión en los espárragos, sin embargo, el resto de boquillas que se encuentran instaladas están en buenas condiciones, sin deterioro por corrosión o deformación.



Fotografía 20. Manhole del techo.

La medición de espesores en los accesorios ubicados en el techo del tanque se presenta a continuación en la tabla 20; los cálculos se desarrollaron con base en los datos que describe el estándar API 650 (ver figura 10).

Tabla 20. Espesores de las boquillas del techo fijo.

BOQ	DESCRIPCIÓN	DÍAMETRO	UBICACIÓN	ESP								REQ	A/R
				NOMIN	1	2	3	4	MINIMO	PROM	AL		
N1	MH	20"	CUELLO	0,25	0,241	0,242	0,245	0,246	0,241	0,244	0,5	A	
			RUANA	0,188	0,179	0,179	0,18	0,181	0,179	0,18	0,09	A	
N2	ESCOTILLA DE MEDICION	4"	CUELLO	0,237	0,231	0,225	0,233	0,234	0,225	0,231	0,3	A	
			RUANA	0,188	0,178	0,18	0,178	0,177	0,177	0,178	0,09	A	
N3	VALVULKA DE PRESION Y VACIO	6"	CUELLO	0,28	0,285	0,325	0,288	0,318	0,285	0,304	0,432	A	
			RUANA	0,188	0,178	0,179	0,18	0,18	0,178	0,179	0,09	A	
N4	CIEGO	3"	CUELLO	0,218	0,22	0,213	0,217	0,207	0,207	0,214	0,218	A	
			RUANA	0,188	0,179	0,179	0,181	0,18	0,179	0,18	0,09	A	

Nota: BOQ= Boquilla, PROM= Promedio, REQ= espesor requerido según API 650, A= Aprobado y R= rechazado.

4.5.10 Fondo del tanque. El fondo del tanque consta de 20 láminas de 0,250" de espesor nominal. Los espesores medidos en las láminas del fondo se encuentran por encima del mínimo espesor requerido según API 653.

Tabla 21. Espesores del fondo del tanque tomados mediante UT.

Lámina	PUNTO												PROM	MINIMO
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	0,209	0,229	0,215	0,231	0,206	0,222	0,227	0,208	0,206	0,206	0,211	0,231	0,217	0,206
2	0,225	0,232	0,227	0,221	0,229	0,215	0,210	0,232	0,230	0,223	0,229	0,229	0,225	0,210
3	0,214	0,230	0,229	0,215	0,226	0,214	0,214	0,224	0,211	0,212	0,205	0,213	0,217	0,205
4	0,211	0,218	0,214	0,223	0,226	0,224	0,219	0,230	0,221	0,232	0,212	0,206	0,220	0,206
5	0,217	0,218	0,223	0,216	0,215	0,213	0,205	0,221	0,212	0,225	0,232	0,211	0,217	0,205
6	0,230	0,214	0,226	0,226	0,231	0,227	0,224	0,207	0,219	0,216	0,227	0,213	0,222	0,207

7	0,230	0,230	0,225	0,231	0,210	0,215	0,219	0,209	0,232	0,212	0,219	0,211	0,220	0,209
8	0,226	0,230	0,219	0,208	0,226	0,230	0,210	0,217	0,222	0,205	0,216	0,209	0,218	0,205
9	0,209	0,231	0,221	0,221	0,205	0,212	0,224	0,230	0,209	0,230	0,206	0,217	0,218	0,205
10	0,213	0,221	0,227	0,226	0,206	0,222	0,216	0,227	0,210	0,215	0,208	0,213	0,217	0,206
11	0,222	0,206	0,220	0,219	0,223	0,214	0,222	0,215	0,211	0,222	0,219	0,215	0,217	0,206
12	0,218	0,220	0,231	0,231	0,225	0,224	0,213	0,225	0,224	0,223	0,205	0,225	0,222	0,205
13	0,220	0,222	0,222	0,221	0,220	0,219	0,227	0,217	0,226	0,216	0,224	0,216	0,221	0,216
14	0,224	0,228	0,225	0,216	0,226	0,216	0,220	0,227	0,219	0,222	0,217	0,218	0,222	0,216
15	0,222	0,221	0,228	0,216	0,228	0,226	0,215	0,223	0,219	0,216	0,228	0,229	0,223	0,215
16	0,230	0,219	0,236	0,238	0,266	0,225	0,210	0,217	0,250	0,228	0,217	0,228	0,230	0,210
17	0,233	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,214	0,213
18	0,211	0,211	0,225	0,220	0,213	0,228	0,211	0,222	0,223	0,222	0,218	0,217	0,218	0,211
19	0,223	0,215	0,214	0,212	0,226	0,223	0,228	0,222	0,219	0,219	0,222	0,223	0,221	0,212
20	0,220	0,215	0,224	0,228	0,211	0,225	0,222	0,222	0,213	0,215	0,228	0,216	0,220	0,211

Nota: PROM= Espesor promedio medido.

No hay presencia de deformación, ni pérdida de espesor por corrosión apreciable. Las soldaduras que unen las láminas están libres de perforaciones que produzcan fugas de producto.

La columna central no tiene platina antidesgaste, se encuentra apoyada directamente sobre el fondo del tanque, y las guías de restricción se encuentran soldadas al fondo, sin embargo, no se observan deformaciones en este. No cumple con API-653.

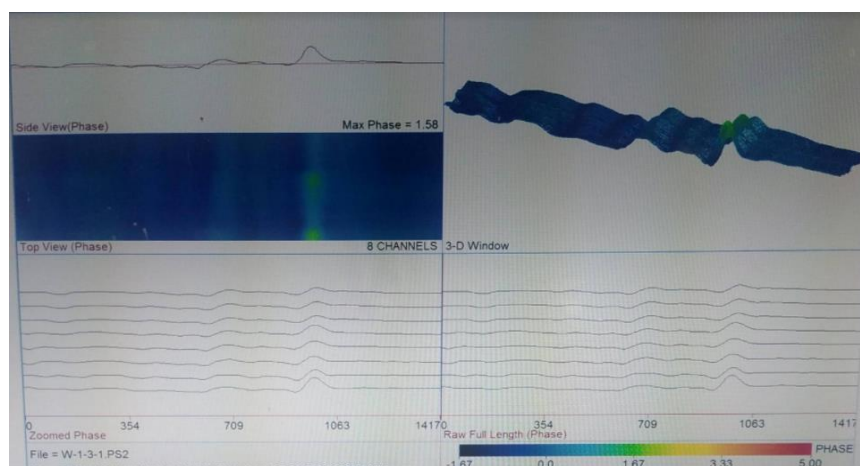


Fotografía 21. Estado de la columna central.

Se realizó evaluación mediante MFL al 97% de la superficie del fondo del tanque, no se evidencian áreas afectadas por corrosión externa en ninguna de las láminas.



Fotografía 22. Inspección mediante MFL.



Gráfica 3. Rotación grafica 3D equipo Lfet Falcon Wingspan.

Fuente: Figuras y graficas del equipo MFL.

Para calcular el espesor mínimo remanente (RT_{bc}) que debe tener el fondo del tanque después de un intervalo de operación (O_r), se debe tener en cuenta lo establecido en API 653 4.4.7.1. donde plantea la ecuación 6 como método aceptable.

$$MRT = (\text{minimo } RT_{bc} \text{ ó } RT_{ip}) - O_r(S_t P_r + UP_r) \quad (6)$$

Dónde:

MRT= Es el espesor remanente mínimo al final de un intervalo O_r . Este valor debe alcanzar los requerimientos de la tabla 6.1 según API 653 como se muestra en la siguiente figura, que para nuestro caso es de 0.1”.

Tabla 6-1 – Espesor Mínimos de la Lámina del Fondo

Espesor ^a mínimo de la Lámina del Fondo en la siguiente Inspección (pulg.)	Fondo del Tanque/ Diseño de Fundación
0.10	El diseño del fondo del tanque/fundación sin ningún medio de detección y contaminante de una fuga del fondo.
0.05	Diseño de fondo/fundación con indicaciones para proveer detección y contaminante de una fuga del fondo.
0.05	Recubrimiento reforzado aplicado al fondo del tanque, >0.05 pulg. de espesor, de acuerdo con API RP 652.

Figura 16. Espesor mínimo en la lámina del fondo

Fuente: (Institute, API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2005, pág. 25)

O_r = Intervalo de operación en servicio (años a la próxima inspección interna) los cuales no deberán exceder lo permitido por 6.4.2 donde menciona que no debe exceder los 20 años para rangos de corrosión conocidos y que no excedan los mínimos permitidos, de lo contrario el intervalo de inspección interna no debe exceder los 10 años. Los intervalos normales de operación en este caso son de 10 años.

RTbc= Espesor mínimo remanente del fondo del lado de la corrosión después de las reparaciones. Es el espesor a calcular.

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

StPr= máxima rata de corrosión no reparada sobre lado superior. StPr= 0 para áreas recubiertas del fondo.

UPr= máxima rata de corrosión en el fondo. Para calcular la rata de corrosión, use el espesor mínimo remanente después de reparaciones. Asuma una rata lineal basada en la catódica efectiva de tanques.

El valor que se obtuvo para RTbc = 0,099 in, entonces las zonas con espesores menores a este se deben reparar.

Entonces siendo:

$$RT_{bc} = \frac{(MRT * AÑOS) + (O_r * NOMINAL)}{(AÑOS + O_r)}$$

Tabla 22. Evaluación de espesores del fondo del tanque.

FACTOR		LAMINAS DEL FONDO	LAMINAS ANILLO ANULAR
INTERVALO DE OPERACIÓN	OR	10	0
ESPOSOR MINIMO REMANETE DESPUES DE UN INTERVALO DE OPERACIÓN	MRT	0,05	0
AÑOS EN SERVICIO	AÑOS	31,00	0
ESPOSOR NOMINAL O LECTURA EN INSPECCION ANTERIOR	NOMINAL	0,250	0
ESPOSOR MINIMO REQUERIDO HOY	RTbc	0,099	
ESPOSOR MINIMO MEDIDO	t	0,214	

Nota: ver tabla 19

4.5.11 Sumidero



Fotografía 23. Sumidero.

El sumidero cumple con lo establecido en API 650 en cuanto a las dimensiones requeridas, distancias mínimas, forma de la olla y espesores; como lo muestra la tabla “3-16—Dimensions for Drawoff Sumps” y la figura “3-18—Drawoff Sump” de este estándar, de las cuales se recolecto la información y se la adecuo a la siguiente figura y a la tabla 23 con el fin de evaluar los resultados obtenidos.

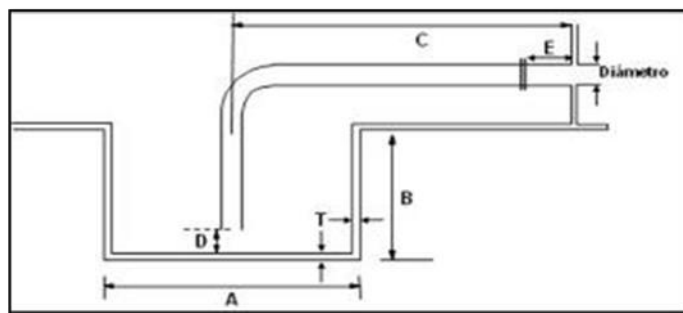


Figura 17. Distancias requeridas por API 650.

Fuente (CIMA, 2021)

Tabla 23. Distancias evaluadas del sumidero.

Diámetro Tubería	DATOS TOMADOS DE CAMPO					
	A [in]	B [in]	C [in]	D [in]	E [in]	T [in]
4	32	18	93	4	9	0,375
Diámetro Tubería	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

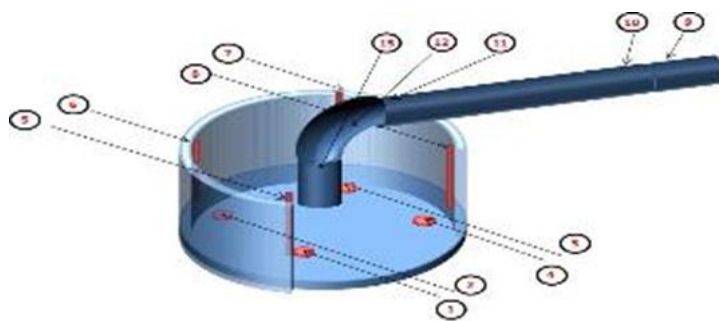
No se encontraron defectos en las soldaduras del sumidero mediante el examen de partículas magnéticas

**Fotografía 24.** Ensayo de partículas magnéticas.

Tabla 24. Resultado del ensayo de partículas magnéticas.

IDENTIFICACIÓN ELEMENTOS	TIPO DE INDICACIÓN	APROBADO SI/NO	NOTA
SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL INTERNA	NINGUNA	SI	
SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL EXTERNA	NINGUNA	SI	
SOLDADURA CUERPO-SUM FONDO	NINGUNA	SI	
SOLDADURA VERTICAL CUERPO	NINGUNA	SI	

Los espesores de la tubería de 4 in de diámetro del sumidero se encuentran dentro de lo establecido en API 650 en la tabla “3-16—Dimensions for Drawoff Sumps” pagina 3-42. El espesor mínimo requerido para el punto nueve descrito como “Minimum Nozzle Neck Thickness” es de 0,337 in y para los espesores de los puntos 10, 11, 12 y 13 especificados como “Minimum Internal Pipe Thickness” es de 0,250 in; de acuerdo a estas especificaciones los espesores tomados en campo cumplen los requerimientos.

**Figura 18.** Puntos inspeccionados por UT del sumidero.

Fuente (CIMA, 2021)

Tabla 25. Espesores del sumidero tomados mediante UT.

ESPESORES DEL SUMIDERO					
	1	2	3	4	PROMEDIO
Punto 1	0,377	0,377	0,375	0,376	0,376
Punto 2	0,375	0,374	0,377	0,375	0,375
Punto 3	0,377	0,373	0,376	0,375	0,375
Punto 4	0,376	0,376	0,376	0,376	0,376
Punto 5	0,373	0,374	0,377	0,375	0,375
Punto 6	0,377	0,374	0,374	0,375	0,375
Punto 7	0,377	0,376	0,376	0,377	0,377
Punto 8	0,377	0,374	0,374	0,377	0,376
Punto 9	0,336	0,337	0,339	0,339	0,338
Punto 10	0,251	0,251	0,250	0,252	0,251
Punto 11	0,252	0,253	0,248	0,249	0,251
Punto 12	0,250	0,252	0,252	0,248	0,251
Punto 13	0,248	0,251	0,252	0,250	0,250

4.5.12 Verticalidad y redondez. De acuerdo con las mediciones efectuadas se determina que todos los ejes cumplen con la tolerancia dimensional.

La tabla 26, contiene el reporte de los datos topográficos. Según API 653 Parágrafo 10.5.2.1, el máximo desplome permitido desde la parte superior con respecto al fondo es de 1/100 de la altura total del tanque, ver ecuación 8.

$$\text{Desplome maximo permisible del tanque de crudo} = \frac{H}{100} = \frac{7317}{100} = 73,15 \quad (8)$$

Tabla 26. Resultados de la evaluación de verticalidad y redondez del tanque.

Verticalidad del cuerpo (mm)										
ANILLO	ALTURA	Estación								Máxima desviación aceptada (mm)
		1	2	3	4	5	6	7	8	
1	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0,3 m	-8	3	9	4	11	-1	-9	-12	13
	66%	-9	-21	8	-5	6	9	-19	24	38
	100%	22	-13	-3	25	25	26	0	-17	38
2	33%	13	2	-7	-3	-7	15	20	-23	38
	66%	-5	-28	19	-10	-14	-18	-4	-2	38
	100%	-22	4	12	11	15	13	-12	-31	38
3	33%	5	-1	-26	-5	-11	1	13	8	38
	66%	4	-1	17	-12	-22	28	-17	-14	38
	100%	-2	-14	17	2	21	-7	2	22	38
4	33%	15	16	-11	-11	10	6	17	-22	38
	66%	3	-27	24	5	-3	-25	0	-8	38
	100%	1	8	7	-9	26	-17	8	-25	38
MAX DESVIACION - FALTA DE PLOMO MEDIDA		1,0	8,0	7,0	-9,0	26,0	-17,0	8,0	-25,0	
MAX DESVIACION - FALTA DE PLOMO PERMITIDA (mm)		73	73	73	73	73	73	73	73	
ACEPTA		A	A	A	A	A	A	A	A	

Se recomienda realizar seguimiento con levantamiento topográfico en un periodo que no exceda de un (1) año y con el tanque completamente lleno, para verificar si esta condición se mantiene o se profundiza.

4.5.13 Análisis de asentamientos. La evaluación de asentamiento del tanque se describe de manera informativa y educativa, esta fue realizada por un inspector autorizado, donde no se evidencian asentamientos 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. En la

gráfica mostrada en el Anexo 4 se ilustra el asentamiento y se especifican los puntos donde la deflexión es menor o mayor que la permitida.

No se observan asentamientos de fondo ni de borde por encima de los límites establecidos en API 653.

4.6 Conclusiones finales de la evaluación del tanque de crudo

Dadas las condiciones mecánicas y de corrosión actuales, los espesores de pared remanentes y las condiciones operacionales que presenta el equipo, se puede determinar que el tanque de crudo de la batería Colon puede seguir operando de manera segura, sin embargo en el momento de requerir cambiar alguna de las variables del proceso ya sea la temperatura o el cambio de fluido será necesario realizar un estudio del manejo de cambio para determinar si la premisa descrita aquí es válida o requerirá la realización de alguna modificación pertinente.

El recubrimiento que protege el equipo de la acción corrosiva del medio circundante se encuentra en el límite de su vida útil y ya se están evidenciando los primeros focos de corrosión.

Aunque se evidenciaron daños mecánicos y de corrosión en el cuerpo del tanque, la mayoría de ellas asociadas a entallas y unos cuantos focos de corrosión localizada, la integridad del activo no se ve afectada por estas indicaciones, por ende, no se harán recomendaciones para subsanar estos daños.

Todas las reparaciones deberán ser verificadas por el inspector. Para las soldaduras se deberá contar con su respectivo procedimiento WPS y calificación PQR; para la aplicación de revestimientos se deberá seguir instrucciones del fabricante y medición de película húmeda y seca y controlar cuidadosamente el proceso de preparación de superficie.

La verificación topográfica de la geometría del tanque, dio como resultado que éste cumple para verticalidad, redondez y asentamiento, los criterios establecidos en la norma API 653 párrafo 10.5 Tolerancia dimensional.

4.7 Recomendaciones generales

Para la reparación del recubrimiento:

Se recomienda realizar limpieza con chorro abrasivo grado cercano a blanco a todo el exterior e interior del equipo, asegurándose de ser removido todo el óxido, escama de laminación, pintura y materiales extraños; al final del proceso la superficie debe tener un color gris claro y deben eliminarse sombras de oxidación visibles en un 95%, tener en cuenta los lineamientos del STEEL STRUCTURES PAINTING COUNCIL (SSPC)- SP-10 ó (NACE-2).

Se recomienda aplicar recubrimiento para exterior de tanques según documento “Especificaciones técnicas para la aplicación de recubrimientos en tuberías aéreas y exterior de tanques, vasijas y recipientes a presión a temperaturas hasta 70 °c en los diferentes campos de producción recomendados por el cliente” a todo el exterior del tanque.

Para las boquillas del techo que presentan fenómenos corrosivos se debe realizar limpieza manual en la superficie de la tubería (SSPC – SP2) para lo cual se debe remover de la superficie metálica la cascarilla suelta, herrumbre, el recubrimiento deteriorado y otros contaminantes sueltos, utilizando cepillo metálico o papel de lija #80 (también la combinación de estos métodos), se debe realizar limpieza SSPC-SP10 (metal casi blanco), después aplicar el recubrimiento de acuerdo al esquema de pintura aprobados por el cliente, siguiendo las recomendaciones del fabricante.

Para la reparación mecánica:

Se recomienda la reparación inmediata del 100% de la longitud afectada junta interna cuerpo - boquilla N5, que presenta agujeros pasantes, la cual afecta la integridad del equipo. Realizar la actividad conforme ASME PCC2 Artículo 3.4 Para la actividad se recomienda utilizar electrodo de bajo hidrógeno.

Instalar el sello epóxico en la unión entre la pestaña de fondo del tanque y el anillo de concreto, evitando así el ingreso de agua al fondo del tanque, que conlleve a la materialización de fenómenos corrosivos.

Retirar las bases de las columnas, retirar las guías de restricción de movimiento, instalar la lámina antidesgaste en acero ASTM A285 Gr C de $\frac{1}{4}$ " de espesor soldándola al fondo del tanque, instalar nuevas guías de restricción de movimiento y pernos de sujeción de la columna. Todas las puntas de la platina deben ser fabricadas con una curvatura mínima de 2" de diámetro. Utilizar electrodo AWS E 6010 de $\frac{1}{8}$ " de diámetro para pase de raíz y AWS E 7024 de $\frac{1}{8}$ " de diámetro para presentación.

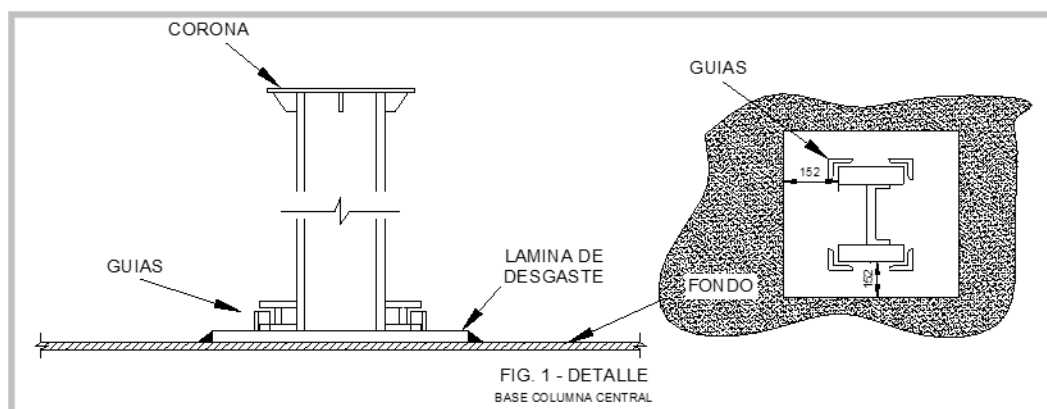


Figura 19. Lamina antidesgaste

Fuente (CIMA, 2021)

Construir e instalar un rompedor de vórtice en el sumidero, 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 deben estar soldadas al drenaje ni al sumidero, se sostendrán por medio de guías de tal forma que puedan ser retiradas para limpieza. El material a utilizar deberá ser 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)

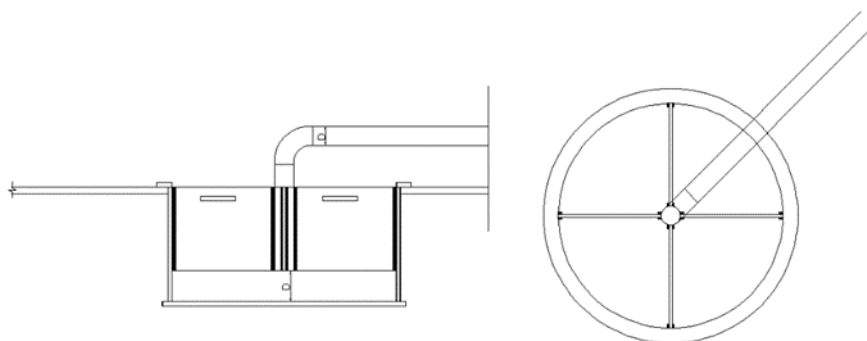


Figura 20. Baffles anti- vórtices

Fuente (CIMA, 2021)

Se requiere la instalación de terminales a tierra suficientes alrededor del cilindro del tanque espaciado equitativamente (como máximo cada 30 m) y como mínimo 4 terminales, conforme con lo especificado en la figura 5-23 de API 650.

Instalar sistema contra incendio (agua y espuma); debido a que esta es una barrera física ante cualquier conato de incendio o atentado terrorista que pudiese presentarse y afectar la integridad del equipo.

Mantener un sistema de manejo de información que permita gestionar eficientemente la accesibilidad y disponibilidad de información referente a construcción, reparación, inspección y mantenimiento.

Como actividad se debe retirar el 100% de la materia vegetal presente en la fundación y patio.

4.8 Controles requeridos

Para la aplicación del recubrimiento:

Rugosidad, perfil de anclaje.

Temperatura de chapa.

Punto de rocío.

Humedad relativa.

Espesores de película húmeda.

Espesores de película seca.

Adherencia de pintura.

Para la instalación láminas anti desgaste de columna se requiere:

Realizar IV al 100% de ambos pases de los cordones de soldadura.

Realizar PT o MT al 100% de ambos pases los cordones de soldadura.

Cámara de vacío al 100% de las juntas soldadas.

Instalación de parches y aplicación de soldaduras se requiere:

Realizar IV al 100% de ambos pases de los cordones de soldadura

Realizar PT o MT al 100% de ambos pases los cordones de soldadura.

Cámara de vacío al 100% de las juntas soldadas

Realizar las inspecciones del tanque de acuerdo a API 653 – 6 y con los siguientes intervalos:

Tabla 27. Plan de inspección TK- CRUDO.

TIPO DE INSPECCIÓN	FECHA PRÓXIMA INSPECCIÓN/PERIODICIDAD	PERSONA A CARGO
Inspección externa de rutina	Mensual	Operador
Inspección Visual externa	Diciembre de 2026	Inspector Autorizado
Medición de espesores del cuerpo	Diciembre de 2026	Inspector Autorizado
Inspección Interna	Diciembre de 2031	Inspector Autorizado

5. Conclusiones

Se efectuó la evaluación del estado mecánico y corrosión del tanque de crudo batería Colon, del departamento del Putumayo, mediante ensayos no destructivos según API 653, realizando un compendio y análisis de información de los estándares y normas recomendadas para este tipo de tanques de almacenamiento, con lo que se estableció unos criterios de aceptación y rechazo; gracias a la colaboración del propietario se obtuvo una revisión completa de su información de diseño y construcción, historial de fallas y mantenimiento e información del líquido contenido, estableciendo unos mecanismos de daños que permitieron realizar el plan de inspección pertinente para este equipo al igual que los ensayos no destructivos adecuados, permitiendo la evaluación de sus resultados con los estipulados por el estándar API 653; según estos criterios de aceptación y rechazo se dio las recomendaciones adecuadas para cada caso encontrado en el tanque; cumpliendo así con cada uno de los objetivos planteados en este proyecto.

De acuerdo a los resultados de la evaluación con los datos obtenidos en campo y los componentes inspeccionados se concluye que el tanque de crudo de la batería Colon se encuentra en condiciones de operación aceptables; a pesar de ello es necesario realizar las reparaciones recomendadas antes de su puesta en servicio.

6. Referencias bibliográficas

- Atienza, D. (04 de 05 de 2020). Arveng Training & Engineering . Recuperado de: Nuestro Blog:
<https://arvengtraining.com/inspeccion-y-reparacion-de-tanques-segun-api-653/>
- Campos, J. L. (26 de Octubre de 2020). Reliability Connect Recuperado de
<https://esp.reliabilityconnect.com/integridad-mecanica-gestion-de-seguridad-en-los-procesos-y-la-red-de-normas-internacionales/>
- CIMA, C. (29 de 03 de 2021). pagina oficial de Corporación CIMA. Recuperado de
<http://corporacioncima.com/secciones/empresa/>
- Evendano Quintero, A. E. (25-Jinio-2015). Elaboracion de un plan de inspección basado en riesgos (RBI) para tanques de almacenamiento de productos derivados del petroleo en la empresa Mansarovar Energy Colombia LTD- Puerto Boyaca. Puerto Boyaca, Colombia: Universidad Francsco de Paula Santander.
- Ferrer-Dalmau, R. (2019). Ensayos no Destructivos (END): ¿Qué son? Automoción, Recuperado de
[https://www.interempresas.net/Sector-Automocion/Articulos/252588-Ensayos-no-Destructivos-\(END\)-Que-son.html](https://www.interempresas.net/Sector-Automocion/Articulos/252588-Ensayos-no-Destructivos-(END)-Que-son.html).
- ferrocortes. (2021). LAMINA CALIDAD ESTRUCTURAL ASME A283 GR C. Recuperado de
<https://www.ferrocortes.com.co/download/FT-10-002-ASTM-A283-GR-C.pdf>
- Institute, A. P. (2005). API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. WASHINGTON, D.C.: Tercera Edición .

Institute, A. P. (2005). API STANDARD 650 "Welded Steel Tanks for Oil Storage". Washington, D.C.: API Publishing Services.

Institute, A. P. (2014). API Recommended Practice 575 "Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks. Energy API, 96.

INSTITUTE, A. P. (2018). API 575, Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems. Washington: cuarta edición .

Institute, A. P. (2020). API RECOMMENDED PRACTICE 571 "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry". THIRD EDITION.

INSTITUTE, A. P. (APRIL 2014). API 575 Recommended practice "Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure" . THIRD EDITION .

Internacional, N. (2005). NACE Standard RP0775 "Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations" . Houston.

Jose, M. M. (Marzo del 2003). Evaluación de la problemática de corrosión en el fondo de tanques de almacenamiento de petróleo crudo. Boletín IIE, 11-18.

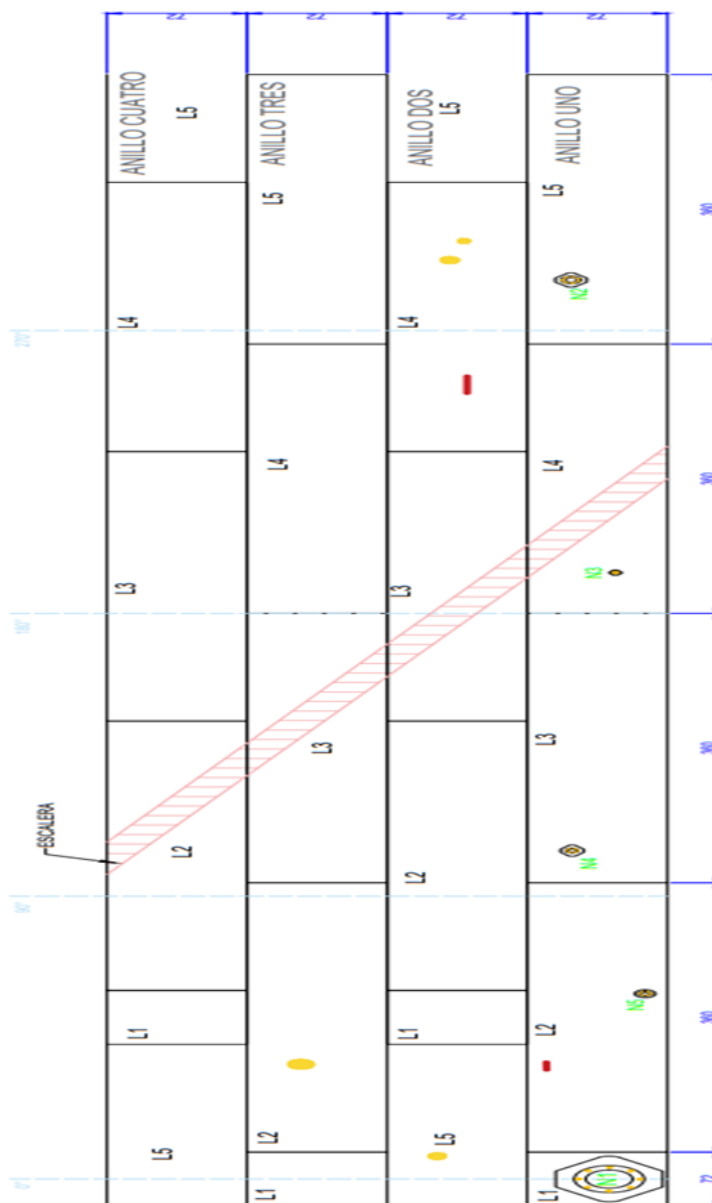
laindustriasie. (01 de Enero de 2017). La Industria del Lugar . Recuperado de <https://laindustriasite.wordpress.com/2017/01/10/conoce-los-4-tipos-de-tanques-de-almacenamiento-de-hidrocarburos-que-existe-en-la-industria/>

Mahoo. (23 de 11 de 2021). Mess instrumentos de medición y control. Recuperado de <https://messmedicion.com.ar/producto/medidor-de-espesores-basico-y-a-traves-recubrimiento-con-scan-a-y-b-y-fast-scan-mvx/>

- Mora Pedraza, H. F. (2020). Analisis de riesgo e integridad mecánica de acuerdo con metodología API RP 580 y API STD 653 para tanque de almacenamiento de crudo capacidad 420.00 BLS. Bogota, Colombia: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- Mora, L. (2009). Mantenimiento. En M. Luis, Planeación, ejecución y control (pág. 528). México: Alfaomega Grupo Editor, S.A.
- Naranjo Florez, M. G. (8 de Marzo 2017). Diseño de un plan de mantenimiento para tanques de almacenamiento de techo de domo geodésico de EP-PETROECUADOR en la refinería Estatal Esmeraldas. Riobamba: Escuela Superior Politécnica de Chimborazo .
- OMS. (11 de Marzo de 2020). Organización Mundial de la Salud. Obtenido de COVID-19 declarado como Pandemia. Recuperado de <https://www.who.int/es/dg/speeches/detail/who-director-general-s-opening-remarks-at-the-media-briefing-on-covid-19---11-march-2020>
- Reliability and Risk Management, S. (30 de 03 de 2021). Inspección basada en riesgo e Integridad mecánica. Recuperado de e R2M: [http://www.reliarisk.com/r2m/mariangela/\(Microsoft%20Word%20-%20Inspecci_363n%20Basada%20en%20Riesgo%20_IBR_-Contenido.doc\).pdf](http://www.reliarisk.com/r2m/mariangela/(Microsoft%20Word%20-%20Inspecci_363n%20Basada%20en%20Riesgo%20_IBR_-Contenido.doc).pdf)
- Sector Administrativo de Minas y Energía, C. (26 de Mayo de 2015). Decreto Único Reglamentario Sector Minas y Energía. Actualización 200815. Recuperado de https://www.anm.gov.co/sites/default/files/decreto_1073_de_2015.pdf

Anexos

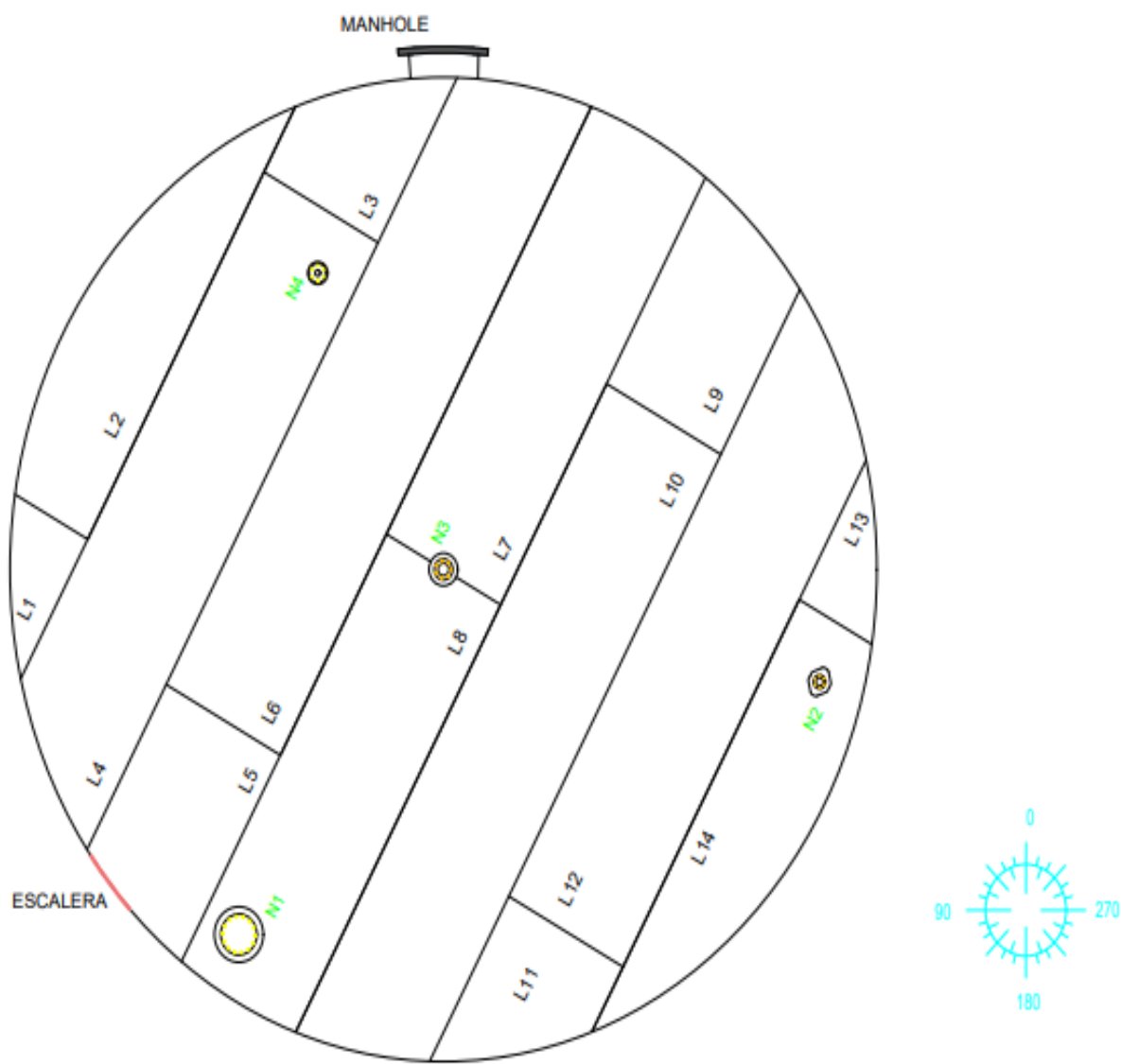
Anexo 1. Esquema del cuerpo



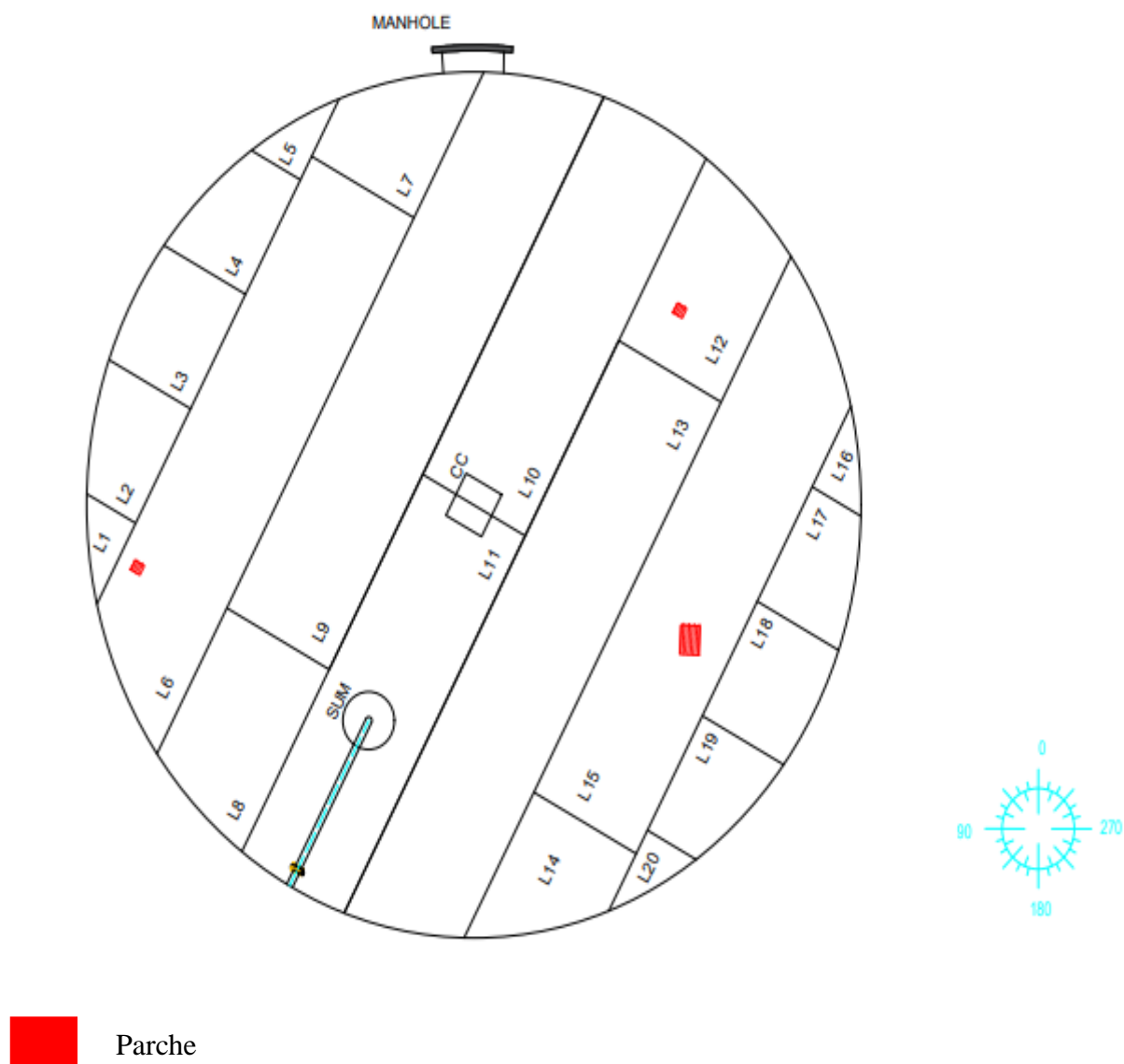
— Daño mecánico

● Parche circular

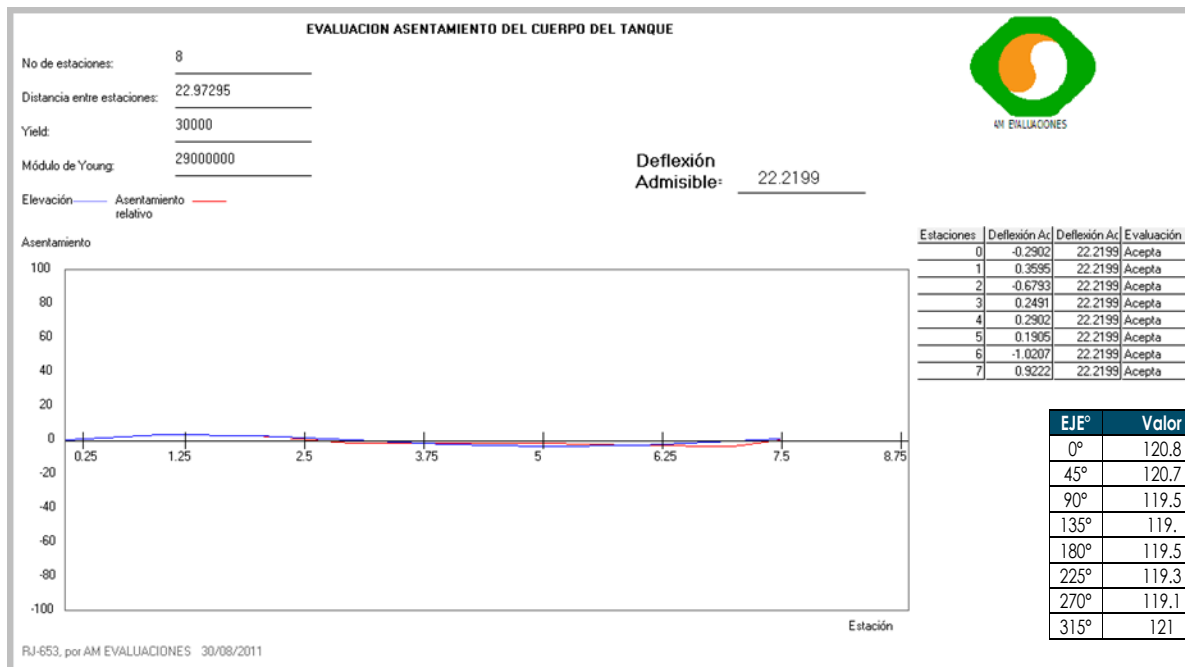
Anexo 2. Esquema del techo



Anexo 3. Esquema del fondo



Anexo 4. Evaluación de asentamiento



Fuente: evaluación de asentamiento, corporación CIMA.

Anexo 5. Glosario

ASME PCC-2: Norma de reparación de Equipos y Tuberías A Presión, mencionando el artículo 3.4 excavación de defectos y soldadura de reparación.

AWS: se refieren al sistema de numeración establecido por la American Welding Society, el cual indica las especificaciones de todos los electrodos y las aplicaciones que puede dárseles para optimizar su funcionamiento en pro de su máximo rendimiento.

END: (Ensayos No Destructivos), son ciertas pruebas a las que se somete un objeto para verificar su calidad o el estado de la misma, sin que éste resulte dañado o inutilizado, una vez efectuados aquellos; algunos de estos son:

(IV) Inspección visual

(PT) Líquidos Penetrantes

(MT) Partículas Magnéticas

MFL: La técnica de inspección por Fuga de Flujo Magnético, es un método de Ensayo No Destructivo que se utiliza para la detección de pérdida de espesor por corrosión en materiales ferromagnéticos en tanques de almacenamiento y tuberías.

NACE: (Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión), es una organización profesional mundial dedicada a la prevención y el control de la corrosión. Sus áreas de enfoque son el petróleo y el gas, el agua, el transporte y la protección de la infraestructura.

PQR: (Registro de calificación de desempeño) registro de experimentos llevados a cabo para calificar el procedimiento o método de soldadura según el requisito ASME de la Sección IX.

UT SCAN A: La representación más básica de los datos de la forma de la onda del ultrasonido, en donde la amplitud del eco y el tiempo de tránsito son trazados en una cuadrícula simple, en donde el eje vertical representa la amplitud y el eje horizontal el tiempo.

UT SCAN B: Es una representación gráfica bidimensional, en coordenadas rectangulares, en la que el tiempo de viaje del pulso ultrasónico se representa en un eje, mientras que el movimiento del transductor se representa en el otro eje.

SSPC-SP-10 NACE-2: (Limpieza con chorro de Abrasivo Grado Cercano a Blanco) ,Se utilizan abrasivos a presión que sirven para remover óxido, pintura, laminación y materiales extraños. De acuerdo a las normas SSPC, la superficie tiene que poseer un color gris claro y deben retirarse las sombras de oxidación perceptibles al ojo en un 95%.

SSPC-SP-2: (Limpieza Manual), implica el uso de herramientas que no sean eléctricas para remover oxidación, pintura envejecida, residuos de soldaduras y otras incrustantes que se pueden eliminar manualmente con solo el desempeño humano. Por supuesto, no supone un método tan eficaz para quitar totalmente las incrustaciones.

SSPC (Steel Structures Painting Council, Pittsburgh USA): norma que define cada categoría los distintos procedimientos requeridos para realizar una correcta limpieza de superficie de superficie previo a la aplicación de un revestimiento o pintura.

WPS: (especificación de procedimiento de soldadura), es un documento escrito que le da instrucciones al soldador (u operador de soldadura) para producir una soldadura sólida que debe cumplir con las propiedades mecánicas mínimas requeridas.

YIELD: El límite de fluencia (yield strength) es un valor característico del material que se determina a través del ensayo de tracción.