

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“APLICACIÓN DE LA NORMA API 579-1/ASME FFS-1 PARA EVALUAR LA
APTITUD PARA EL SERVICIO EN RECIPIENTES A PRESIÓN
ESTACIONARIOS DE GLP AFECTADOS POR PÉRDIDA GENERAL DE
METAL EN LA EMPRESA MARCONSULT CERTIFICACIONES S.A.C.”**

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO

AUTORES:

JEAN PIERE ARBIETO CAMPANA
JUAN MANUEL CHOQUE QUISPE

ASESOR:

MG. ARTURO PERCEY GAMARRA CHINCHAY

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Callao, 2024

PERÚ

Document Information

Analyzed document	Informe final de Tesis Arbiето Campana Jean Piere - Choque Quispe Juan Manuel.docx (D182719890)
Submitted	2023-12-28 01:02:00 UTC+01:00
Submitted by	
Submitter email	investigacion.fime@unac.pe
Similarity	2%
Analysis address	investigacion.fime.unac@analysis.arkund.com

Sources included in the report

SA	9334 goyburo_pd.pdf Document 9334 goyburo_pd.pdf (D35647888)	 4
SA	1GRUPO_2A 2021B.docx Document 1GRUPO_2A 2021B.docx (D126728961)	 6
SA	TESIS - PANTA SIFUENTES, JHONATAN.pdf Document TESIS - PANTA SIFUENTES, JHONATAN.pdf (D94110095)	 6
W	URL: https://www.gasnova.co/sobre-el-glp/que-es-el-glp/ Fetched: 2023-12-28 01:03:00	 1
SA	ortega_dl.pdf Document ortega_dl.pdf (D29620938)	 9
SA	Tesis_Reparación TK_Presentación1.docx Document Tesis_Reparación TK_Presentación1.docx (D13878413)	 1
SA	Michael Perugachi.docx Document Michael Perugachi.docx (D149379649)	 1

Entire Document

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA "APLICACIÓN DE LA NORMA API 579-1/ASME FFS-1 PARA EVALUAR LA APTITUD PARA EL SERVICIO EN RECIPIENTES A PRESIÓN ESTACIONARIOS DE GLP AFECTADOS POR PÉRDIDA GENERAL DE METAL EN LA EMPRESA MARCONSULT CERTIFICACIONES S.A.C."
TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECANICO

**ACTA N°154 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO**

**LIBRO 001, FOLIO N°180, ACTA N°154 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS CON CICLO TALLER DE
TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO.**

A los 12 días del mes de enero del año 2024, siendo las 14:45 horas, se reunieron en el Auditorio "Ausberto Rojas Saldaña" sito Av. Juan Pablo II N° 306 Bellavista – Callao, los miembros del **Jurado Evaluador de Sustentación del II Ciclo Taller de Tesis 2023**, designado con Resolución de Consejo de Facultad N° 302-2023-CF-FIME – Callao, 10 de noviembre de 2023, para la obtención de los **TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO**, conformado por los siguientes docentes ordinarios de la Universidad Nacional del Callao:

- | | | |
|--|---|------------|
| ▪ Mg. ALFONSO SANTIAGO CALDAS BASAURI | : | Presidente |
| ▪ Mg. JOSÉ MARTÍN CASADO MÁRQUEZ | : | Secretario |
| ▪ Mg. GUILLERMO ALONSO GALLARDAY MORALES | : | Vocal |


Se dio inicio al acto de sustentación de la tesis del Bachiller **JUAN MANUEL CHOQUE QUISPE**, quien habiendo cumplido con los requisitos para optar el Título Profesional de **INGENIERO MECÁNICO**, sustenta la tesis "**APLICACIÓN DE LA NORMA API 579-1/ASME FFS-1 PARA EVALUAR LA APTITUD PARA EL SERVICIO EN RECIPIENTES A PRESIÓN ESTACIONARIOS DE GLP AFECTADOS POR PÉRDIDA GENERAL DE METAL EN LA EMPRESA MARCONSULT CERTIFICACIONES S.A.C.**", cumpliendo con la sustentación en acto público de acuerdo al artículo 56° de la Resolución de Consejo Universitario N° 150 -2023-CU.- CALLAO, 15 de junio del 2023.

Con el quórum reglamentario, se dio inicio a la exposición de conformidad con lo establecido por el Reglamento de Grados y Títulos vigente. Luego de la exposición y la absolución de las preguntas formuladas por el jurado, y efectuada la deliberación pertinente, acordó por unanimidad: Dar por **APROBADO** en la escala de calificación cualitativa **BUENO**, y con calificación cuantitativa de **15 (QUINCE)**, conforme a lo dispuesto en el Artículo 24° del Reglamento de Grados y Títulos de la UNAC, aprobado por Resolución de Consejo Universitario N° 150-2023-CU- CALLAO, 15 de junio de 2023.

Se dio por cerrada la Sesión a las 15:05 horas del día 12 de enero de 2024.


Mg. Alfonso Santiago Caldas Basauri
Presidente


Mg. José Martín Casado Márquez
Secretario


Mg. Guillermo Alonso Gallarday Morales
Vocal

**ACTA N°153 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO**

**LIBRO 001, FOLIO N°179, ACTA N°153 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS CON CICLO TALLER DE
TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO.**

A los 12 días del mes de enero del año 2024, siendo las 14:45 horas, se reunieron en el Auditorio "Ausberto Rojas Saldaña" sito Av. Juan Pablo II N° 306 Bellavista – Callao, los miembros del **Jurado Evaluador de Sustentación del II Ciclo Taller de Tesis 2023**, designado con Resolución de Consejo de Facultad N° 302-2023-CF-FIME – Callao, 10 de noviembre de 2023, para la obtención de los **TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO**, conformado por los siguientes docentes ordinarios de la Universidad Nacional del Callao:

- Mg. ALFONSO SANTIAGO CALDAS BASAURI : Presidente
- Mg. JOSÉ MARTÍN CASADO MÁRQUEZ : Secretario
- Mg. GUILLERMO ALONSO GALLARDAY MORALES : Vocal

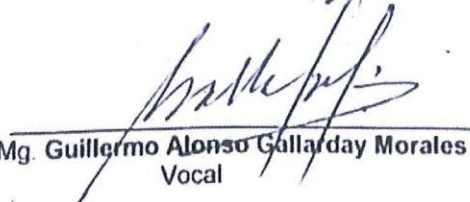
Se dio inicio al acto de sustentación de la tesis del Bachiller **JEAN PIERE ARBIETO CAMPANA**, quien habiendo cumplido con los requisitos para optar el Título Profesional de **INGENIERO MECÁNICO**, sustenta la tesis "**APLICACIÓN DE LA NORMA API 579-1/ASME FFS-1 PARA EVALUAR LA APTITUD PARA EL SERVICIO EN RECIPIENTES A PRESIÓN ESTACIONARIOS DE GLP AFECTADOS POR PÉRDIDA GENERAL DE METAL EN LA EMPRESA MARCONSULT CERTIFICACIONES S.A.C.**", cumpliendo con la sustentación en acto público de acuerdo al artículo 56° de la Resolución de Consejo Universitario N° 150 -2023-CU.- CALLAO, 15 de junio del 2023.

Con el quórum reglamentario, se dio inicio a la exposición de conformidad con lo establecido por el Reglamento de Grados y Títulos vigente. Luego de la exposición y la absolución de las preguntas formuladas por el jurado, y efectuada la deliberación pertinente, acordó por unanimidad: Dar por **APROBADO** en la escala de calificación cualitativa **BUENO**, y con calificación cuantitativa de **14 (CATORCE)**, conforme a lo dispuesto en el Artículo 24° del Reglamento de Grados y Títulos de la UNAC, aprobado por Resolución de Consejo Universitario N° 150-2023-CU- CALLAO, 15 de junio de 2023.

Se dio por cerrada la Sesión a las 15:05 horas del día 12 de enero de 2024.


Mg. Alfonso Santiago Caldas Basauri
Presidente


Mg. José Martín Casado Márquez
Secretario


Mg. Guillermo Alonso Gallarday Morales
Vocal

INFORMACIÓN BÁSICA

FACULTAD:

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA.

UNIDAD DE INVESTIGACIÓN:

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA.

TÍTULO:

“APLICACIÓN DE LA NORMA API 579-1/ASME FFS-1 PARA EVALUAR LA APTITUD PARA EL SERVICIO EN RECIPIENTES A PRESIÓN ESTACIONARIOS DE GLP AFECTADOS POR PÉRDIDA GENERAL DE METAL EN LA EMPRESA MARCONSULT CERTIFICACIONES S.A.C.”

AUTORES:

BACH. JEAN PIERE ARBIETO CAMPANA / 0009-0000-9299-1187 / 73335761

BACH. JUAN MANUEL CHOQUE QUISPE / 0009-0000-9209-4478 / 73042525

ASESOR:

MG. ARTURO PERCEY GAMARRA CHINCHAY / 0000-0003-4470-0028 / 08787195

LUGAR DE EJECUCIÓN:

La Perla – Callao – Perú

UNIDAD DE ANÁLISIS:

Recipiente a presión para

almacenamiento de GLP

TIPO:

Aplicada

ENFOQUE:

Cuantitativo

DISEÑO DE INVESTIGACIÓN:

Experimental

TEMA OCDE:

2.03.01 Ingeniería Mecánica

DEDICATORIA

El presente trabajo es dedicado a nuestras familias que han sido parte fundamental para escribir esta tesis, ellos son quienes nos dieron grandes enseñanzas y los principales protagonistas de este sueño alcanzado.

AGRADECIMIENTO

Jean Piere Arbieto:

A Dios quien me ha dado fortaleza para seguir adelante. A mis padres, a mi pareja y a mi familia por su apoyo incondicional a lo largo de mis estudios.

Juan Choque:

Eternamente agradecido a Dios por acompañarme siempre, ser la luz en mi camino y brindarme la fortaleza de seguir adelante cada día. A toda mi familia y a mi pareja por todo su amor, enseñanzas y apoyo incondicional acompañándome en cada etapa importante de mi vida. Los quiero mucho.

Al Ing. Dennis García Saavedra por su orientación, apoyo, compromiso y dedicación. Muchas gracias por guiar nuestro camino e inspirarnos a dar lo mejor de nosotros.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS	5
ÍNDICE DE FIGURAS	6
ÍNDICE DE FÓRMULAS	8
ÍNDICE DE ABREVIATURAS	9
RESUMEN	10
ABSTRACT	11
INTRODUCCIÓN	12
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
1.1. Descripción de la realidad problemática	14
1.2. Formulación del problema.....	16
1.2.1. Problema general.....	16
1.2.2. Problemas específicos	16
1.3. Objetivos	17
1.3.1. Objetivos generales.....	17
1.3.2. Objetivos específicos	17
1.4. Justificación	18
1.4.1. Justificación práctica	18
1.4.2. Justificación metodológica	18
1.4.3. Justificación legal	18
1.4.4. Justificación económica	19
1.4.5. Justificación tecnológica.....	19
1.5. Delimitantes de la investigación	20
1.5.1. Delimitante teórica	20
1.5.2. Delimitante temporal	20

1.5.3.	Delimitante espacial	20
II.	MARCO TEÓRICO	21
2.1.	Antecedentes: Internacional y nacional.....	21
2.1.1.	Antecedentes internacionales	21
2.1.2.	Antecedentes nacionales	25
2.2.	Bases teóricas.....	29
2.2.1.	Gas Licuado de Petróleo – GLP.....	29
2.2.2.	Recipiente a presión.....	31
2.2.3.	Tipos de recipientes	32
2.2.4.	Tipos de tapas.....	32
2.2.5.	Presión de Diseño	35
2.2.6.	Presión de Servicio	35
2.2.7.	Presión de Trabajo Máxima Permisible (MAWP)	36
2.2.8.	Corrosión.....	36
2.2.9.	Clasificación de los procesos de corrosión	36
2.2.10.	Ensayos no destructivos	39
2.2.11.	Capacitación, calificación y certificación (END).....	46
2.3.	Marco Conceptual.....	47
2.3.1.	API 510 - Código de Inspección de Recipiente a presión: Inspección, Calificación, Reparación y Alteración en Servicio).....	47
2.3.2.	Inspección por diferentes tipos de mecanismos de deterioro y modos de falla	48
2.3.3.	API 571 – Mecanismos de daños que afectan a los equipos estáticos en la Industria de refinería	51
2.3.4.	Tipos de inspección y monitoreo de recipientes a presión	52
2.3.5.	Métodos de monitoreo de condición.....	53
2.3.6.	Posiciones de monitoreo de la condición (CMLs).....	54

2.3.7.	Análisis de las regiones corroídas.....	55
2.3.8.	Evaluaciones FFS	55
2.3.9.	API 579-1/ ASME FFS-1 (Aptitud para el servicio).....	56
2.3.10.	Organización por tipo de fallo y mecanismo de daño.....	57
2.3.11.	Procedimiento de evaluación FFS	59
2.3.12.	Niveles de evaluación	61
2.3.13.	Criterios de aceptación del FFS.....	62
2.4.	Definición de términos básicos.....	65
III.	HIPÓTESIS Y VARIABLES	68
3.1.	Hipótesis	68
3.1.1.	Hipótesis general	68
3.1.2.	Hipótesis específicas.....	68
3.2.	Operacionalización de variable	69
3.2.1.	Definición conceptual de variables.....	69
3.2.2.	Definición operacional de variables.....	69
3.3.	Operacionalización de variables	70
IV.	METODOLOGÍA DEL PROYECTO.....	71
4.1.	Diseño Metodológico.....	71
4.1.1.	Tipo de investigación.....	71
4.1.2.	Diseño de investigación	72
4.2.	Método de investigación	73
4.3.	Población y muestra.....	73
4.4.	Lugar de estudio	74
4.5.	Técnicas e instrumentos para la recolección de la información	75
4.6.	Análisis y procesamiento de datos.....	76
4.7.	Aspectos éticos en investigación	121

V. RESULTADOS	122
5.1. Resultados descriptivos	122
5.2. Resultados inferenciales	122
VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	129
6.1. Contrastación de la hipótesis con los resultados	129
6.1.1. Contrastación con la hipótesis general.....	129
6.1.2. Contrastación con las hipótesis específicas.....	130
6.2. Contrastación de resultados con otros estudios similares.....	131
6.2.1. Contrastación con resultados nacionales.....	131
6.2.2. Contrastación con resultados internacionales.....	131
VII. CONCLUSIONES.....	133
VIII. RECOMENDACIONES	134
IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	135
ANEXOS	139

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Composición / información de los componentes del GLP	30
Tabla 2.2 Propiedades físicas y químicas del GLP	30
Tabla 2.3 Clasificación de los recipientes a presión.....	32
Tabla 2.4 Tipos de ensayos no destructivos (END)	54
Tabla 2.5 Descripción general de los procedimientos de evaluación de defectos y daños	58
Tabla 3.1 Tabla de operacionalización de variables.....	70
Tabla 4.1 Datos declarados en placa de identificación de recipientes inspeccionados	79
Tabla 4.2 Datos verificados en campo de recipientes inspeccionados	79
Tabla 4.3 Requerimientos mínimos de espesores según el código API 510 para recipientes evaluados	88
Tabla 4.4 Límite de temperatura utilizado para definir el intervalo de fluencia.	90
Tabla 4.5 Definiciones de los tipos de componentes	91
Tabla 4.6 Condiciones para poder aplicar los procedimientos de evaluación de los niveles 1 y 2.....	92
Tabla 4.7 Datos de diseño del equipo original de recipientes inspeccionados	93
Tabla 4.8 Tabla de historial de mantenimiento y operación de recipientes inspeccionados	94
Tabla 4.9 Requisitos para utilizar lecturas puntuales del espesor.....	94
Tabla 4.10 Espesores mínimos y promedios de cada elemento de los recipientes	95
Tabla 4.11 Criterio para utilizar lecturas puntuales del espesor	96
Tabla 4.12 Resultados de la evaluación Nivel 1	105
Tabla 4.13 Resultados de la evaluación Nivel 2.....	114
Tabla 4.14 Calculo de la tasa de corrosión	116
Tabla 4.15 Calculo de la vida útil remanente	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Clasificación de riesgos según la NFPA 704.....	30
Figura 2.2 Tapas toriféricas.....	33
Figura 2.3 Tapas semiesféricas	34
Figura 2.4 Tapas semielípticas	35
Figura 2.5 Corrosión uniforme.....	37
Figura 2.6 Corrosión localizada.....	38
Figura 2.7 Corrosión intergranular	38
Figura 2.8 Corrosión por picado.....	38
Figura 2.9 Inspección visual externa a recipiente estacionario ubicado en planta industrial de GLP.....	40
Figura 2.10 Procedimiento general para inspección por PT.....	41
Figura 2.11 Ensayo de líquidos penetrantes a reparación de olla de instrumentación de recipiente a presión para transporte de GLP.....	42
Figura 2.12 Comportamiento del campo magnético ante un defecto o anomalía superficial.....	43
Figura 2.13 Ensayo de partículas magnéticas fluorescentes a cordón de soldadura interno de recipiente a presión	44
Figura 2.14 Equipo de medición de espesores marca Dakota	45
Figura 2.15 Medición de espesores por ensayo de ultrasonido a recipiente a presión estacionario	46
Figura 2.16 Oxidación en parte superior de recipiente a presión	49
Figura 2.17 Inicio de corrosión localizada en recipiente a presión	50
Figura 2.18 Corrosión generalizada debajo de recubrimiento de pintura en recipiente a presión.....	50
Figura 2.19 Erosión-corrosión del impulsor de hierro fundido de bomba de agua	51
Figura 2.20 Procedimientos de evaluación para diferentes tipos de daño acorde al API 579-1/ASME FFS-1	57

Figura 4.1 Ubicación geográfica del lugar de estudio.....	74
Figura 4.2 Vista panorámica oficinas de la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.....	74
Figura 4.3 Resumen de los procedimientos de evaluación de un componente con pérdida general de metal.....	77
Figura 4.4 Placa de identificación del recipiente M0825344	78
Figura 4.5 Placa de identificación del recipiente M1003189	78
Figura 4.6 Placa de identificación del recipiente M0712025	78
Figura 4.7 Valores máximos de tensión admisible para materiales ferrosos acorde al código ASME Sección II Parte D Materiales. (SA-455)	82
Figura 4.8 Valores máximos de tensión admisible para materiales ferrosos acorde al código ASME Sección II Parte D Materiales. (SA-455).	83
Figura 4.9 Valores máximos de tensión admisible para materiales ferrosos acorde al código ASME Sección II Parte D Materiales. (SA-285C).....	84
Figura 4.10 Valores máximos de tensión admisible para materiales ferrosos acorde al código ASME Sección II Parte D Materiales. (SA-285C).....	85
Figura 4.11 Cuadro de fuerza de tensión para materiales ferrosos acorde al código ASME Sección II Parte D Materiales	89
Figura 5.1 Prueba de normalidad hipótesis específica 1	123
Figura 5.2 U de Mann Whitney de la hipótesis específica 1	124
Figura 5.3 Prueba de normalidad hipótesis específica 2.....	125
Figura 5.4 U de Mann Whitney de la hipótesis específica 2.....	126
Figura 5.5 U de Mann Whitney de la hipótesis específica 2.....	126
Figura 5.6 Prueba de normalidad hipótesis específica 2.....	127
Figura 5.7 U de Mann Whitney de la hipótesis específica 3.....	128

ÍNDICE DE FÓRMULAS

Fórmula 2.1 Factor de esfuerzo remanente	63
Fórmula 4.1 Espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial según ASME BPVC 2021 Section VIII Div.1	80
Fórmula 4.2 Espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo longitudinal según ASME BPVC 2021 Section VIII Div.1	80
Fórmula 4.3 Espesor mínimo requerido de cabezales semiesféricos según ASME BPVC 2021 Section VIII Div.1	81
Fórmula 4.4 Espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial según API 579-1/ ASME FFS-1	97
Fórmula 4.5 MAWP de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial según API 579-1/ ASME FFS-1	98
Fórmula 4.6 Espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo longitudinal según API 579-1/ ASME FFS-1	99
Fórmula 4.7 MAWP de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial según API 579-1/ ASME FFS-1	107

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute.

ASME: American Society of Mechanical Engineers.

ASNT: The American Society For Nondestructive Testing.

CML: Condition Monitoring Locations

DAP: Dispositivo de alivio de presión

FAD: Failure Assessment Diagram

FCA: Future Corrosion Allowance.

FFS: Fitness-For-Service.

GLP: Gas licuado de petróleo.

INACAL: Instituto Nacional de Calidad.

ISO: International Organization for Standardization.

MAWP: Maximum allowable working pressure.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

PAUT: Phased Array Ultrasonic Testing.

RSF: Remaining Strength Factor

RESUMEN

La empresa Marconsult Certificaciones S.A.C. en su amplia experiencia inspecciona recipientes a presión estacionarios de GLP, se verificó que uno de los defectos mecánicos más comunes en estos recipientes es la pérdida general de metal, lo cual hace que los recipientes no puedan cumplir con los requisitos mínimos de funcionamiento para continuar en servicio. Por esta razón se decidió poner en práctica la norma API 579-1/ASME FFS-1 y evaluar la aptitud para el servicio de estos recipientes para su continuidad en servicio de manera segura evitando su reemplazo. El tipo de investigación empleada fue aplicada con un enfoque cuantitativo, diseño experimental y de nivel explicativo. Se manipuló la variable independiente con la finalidad de establecer la influencia de la norma API 579-1/ASME FFS-1 en la aptitud de servicio de los recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal.

El método es hipotético-deductivo, debido a que se formuló una hipótesis con respecto a la influencia de la norma API 579-1/ASME FFS-1 en la evaluación de la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal, la cual se ratificó con la evaluación exhaustiva de un grupo de recipientes. Se partió de una recolección de datos de los recipientes inspeccionados en la región de Lima durante el año 2023. Luego, se verificó que varios de estos recipientes de diferentes capacidades (250, 500 y 1000 galones de capacidad) presentaron pérdida general de metal en sus cuerpos. Debido a esto, se seleccionó un grupo de la muestra y se aplicó la norma API 579-1/ASME FFS-1 para evaluar la integridad estructural de los recipientes mediante ciertos parámetros (espesor requerido, vida remanente y MAWP), y así poder definir si los recipientes pueden continuar en servicio garantizando la seguridad.

PALABRAS CLAVES: Norma API 579-1/ASME FFS-1, aptitud para el servicio, recipiente a presión estacionario de GLP, pérdida de metal, integridad estructural.

ABSTRACT

Marconsult Certificaciones S.A.C. in its long experience inspecting stationary LPG pressure vessels, it was verified that one of the most common mechanical defects in these vessels is the general loss of metal, which makes the vessels unable to meet the minimum operating requirements to continue in service. For this reason, it was decided to implement the API 579-1/ASME FFS-1 standard and evaluate the serviceability of these vessels for their safe continuity in service avoiding their replacement. The type of research used was applied with a quantitative approach, experimental design and explanatory level. The independent variable was manipulated in order to establish the influence of API 579-1/ASME FFS-1 on the serviceability of stationary LPG pressure vessels affected by metal loss.

The method is hypothetical-deductive, because a hypothesis was formulated regarding the influence of the API 579-1/ASME FFS-1 standard on the evaluation of the serviceability of stationary LPG pressure vessels affected by metal loss, which was ratified with the exhaustive evaluation of a group of vessels. The starting point was the collection of data from the vessels inspected in the department of Lima during the year 2023. Then, it was verified that several of these containers of different capacities (250, 500 and 1000 gallons of capacity) presented general metal loss in their bodies, due to this, a group of the sample was selected and the API 579-1/ASME FFS-1 standard was applied to evaluate the structural integrity of the containers through certain parameters (required thickness, remaining life and MAWP), and thus be able to define if the containers can continue in service guaranteeing safety.

KEY WORDS: API 579-1/ASME FFS-1, fitness for service, stationary LPG pressure vessel, metal loss, structural integrity.

INTRODUCCIÓN

La integridad de un activo físico representa la capacidad de éste para realizar sus funciones de forma eficaz y eficiente, contribuyendo al cumplimiento de objetivos individuales, colectivos y de grupos de interés. En el entorno actual, la empresa INERCO CONSULTORIA PERU S.A.C. menciona que existe un elevado nivel de exigencia por parte del mercado, la competencia y los diferentes stakeholders (partes interesadas), han enfatizado la importancia que tienen los activos físicos para la continuidad de los negocios industriales. Estos nuevos condicionantes plantean la necesidad de aplicar una gestión más eficiente de las instalaciones, sistemas y equipos que esté fundamentada en el análisis técnico de datos, la toma informada de decisiones y la permanente adaptación a un entorno cambiante bajo un enfoque de mejora continua (2023).

Los recipientes a presión son equipos esenciales en gran parte de las industrias, tales como la petroquímica, minera, metalúrgica, alimentaria, entre otras, por su capacidad para almacenar y manejar líquidos y gases a alta presión.

A medida que transcurre el tiempo de operación, los recipientes se ven expuestos a un deterioro natural debido a las condiciones de trabajo o ambientales, siendo la corrosión interna y externa uno de los principales tipos de daño o falla que puede llegar a perjudicar la integridad mecánica del equipo, por lo que es necesario diseñar y plantear nuevas metodologías de trabajo.

La norma API 579-1/ASME FFS-1 es una norma que proporciona a la industria de refinería y petroquímica un compendio de métodos consensuados para la evaluación fiable de la integridad estructural de equipos con defectos o daños identificados (2021 pág. xxix). Zamora (2017) señala que los problemas surgen a partir de la falta o poco conocimiento de la metodología de la norma API 579-1/ASME FFS-1 para la evaluación de mecanismos de daño que afectan a los recipientes a presión.

El objetivo del presente trabajo es aplicar la norma API 579-1/ASME FFS-1, la cual proporciona los criterios de evaluación mediante un análisis por

niveles para determinar si el componente a evaluar que ha sufrido un daño puede continuar operando, si requiere una reparación o alteración en sus parámetros de operación. Los resultados obtenidos de la evaluación del FFS indicaron si el componente puede o no continuar en operación: generando una documentación para futuros monitoreos o inspecciones establecidas a partir del estudio realizado, catalogándose como un método de prevención a un posible fallo en los componentes.

En primer lugar, se abordará el planteamiento del problema que detallará la descripción de la realidad problemática como la formulación de los problemas, acompañada por los objetivos, justificación y limitaciones de la investigación. A continuación, en el marco teórico se divide en las bases teóricas, así como los antecedentes que contextualizan el trabajo; también estará incluido los parámetros y procedimientos de cálculo para el análisis. Luego se abarcará sobre el desarrollo de las hipótesis y también la operacionalización de las variables. Seguido del diseño metodológico acompañado del tipo y método de investigación; juntamente con ello la matriz de consistencia de la investigación. Finalmente se tienen las referencias bibliográficas y a su consiguiente información adicional, que fue de gran ayuda a la realización de este trabajo. El análisis realizado permite al jefe encargado tomar una decisión acertada y sustentada, teniendo como base la norma API 579-1/ASME FFS-1 para el cálculo de la vida útil del recipiente.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la realidad problemática

En la actualidad, el estudio de la integridad estructural de los equipos presurizados más utilizados en instalaciones de petróleo y gas, petroquímicas y químicas tales como: tuberías, recipientes a presión y tanques atmosféricos, al presentarse defectos o daños es muy importante conocer su integridad a la hora de estar en servicio para soportar altas presiones, temperaturas, esfuerzos y diversas condiciones ambientales.

En el contexto internacional, la empresa SGS realizó una evaluación de aptitud para el servicio (FFS) a tuberías que fueron afectadas por un incendio dentro del terminal de petróleo y gas en Pakistán, la cual implicó una inspección detallada y pruebas del sistema de tuberías para evaluar el alcance de cualquier daño, con el fin de conocer el estado actual y ver la viabilidad para que pueda retornar a servicio (SGS Pakistan, 2023).

En el contexto nacional, Gómez León identificó que en el distrito de Villa el Salvador, a raíz de muchos accidentes que causa un recipiente de GLP existe el problema de no conocer la integridad mecánica debido a que no se cuenta con un control de calidad de fabricación, falta de regulación y supervisión de los entes correspondientes, por lo que se resalta la importancia de proponer planes de inspección y el cálculo respectivo de la vida útil de los recipientes estacionarios en servicio para prevenir posibles accidentes en el futuro (Gomez Leon, 2022).

La empresa Marconsult Certificaciones S.A.C. es una empresa certificadora que se dedica a la inspección de tuberías, recipientes a presión y tanques atmosféricos a nivel nacional. Los recipientes a presión estacionarios de GLP representan la mayor parte de los equipos inspeccionados durante el año, y durante las inspecciones realizadas uno de los defectos más comunes que se presentan es la pérdida de metal. Estos recipientes son fabricados bajo el código ASME de recipientes a presión, Sección VIII. Reglas para la construcción de recipientes a presión, División 1 y Sección II Parte D. Materiales por diferentes fabricantes. Sin embargo, Trinity

Industries, Inc. es uno de los fabricantes más comunes inspeccionados a nivel nacional. Una de las características a tener en cuenta en los recipientes fabricados por Trinity Industries, Inc. es que sus recipientes no cuentan con un margen de corrosión, que al combinarlo con la alta humedad presente en ciertas zonas del Perú como lo es Lima, hace que el tiempo de vida útil de los recipientes se acorte en gran medida o en el peor de los casos, los recipientes ya no cumplen con los requisitos mínimos de aceptación para poder seguir operando.

Por lo tanto, uno de los grandes problemas que afronta Marconsult Certificaciones S.A.C. como empresa certificadora, son los recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal, por lo que al aplicar la norma contribuiría a obtener un mayor tiempo de vida útil del recipiente para continuar en servicio junto a un programa de mantenimiento predictivo que ayude a optimizar la inspección de los equipos, pues al certificar recipientes por un periodo corto de tiempo o exigir el reemplazo del mismo representaría un mayor costo para sus clientes que dependen de este tipo de recipientes para sus actividades laborales diarias.

Ver Anexo 1.

1.2. Formulación del problema

1.2.1. Problema general

- ¿Cómo la aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 permite la evaluación de la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.?

1.2.2. Problemas específicos

- ¿Cómo se evalúa el espesor requerido aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.?
- ¿Cómo se evalúa la vida remanente aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.?
- ¿Cómo se evalúa el MAWP aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivos generales

- Aplicar la norma API 579-1/ ASME FFS-1 para evaluar la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.

1.3.2. Objetivos específicos

- Evaluar el espesor requerido aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.
- Evaluar la vida remanente aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.
- Evaluar el MAWP aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.

1.4. Justificación

1.4.1. Justificación práctica

Valderrama, menciona que se manifiesta en el interés del investigador por contribuir a la solución de problemas concretos que afectan a organizaciones empresariales, públicas o privadas (2015 pág. 141).

Se buscó solucionar mediante la evaluación de la aptitud para el servicio de acuerdo con la norma API 579-1/ASME FFS-1, la integridad estructural del recipiente a presión, realizando un estudio minucioso con resultados fiables para obtener un mayor aprovechamiento de la vida útil tomando decisiones desde un ámbito más ingenieril frente a la pérdida general de metal, evitando así el desconocimiento de la condición real del recipiente.

1.4.2. Justificación metodológica

Valderrama, menciona que hace alusión al uso de metodologías y técnicas específicas (instrumentos como encuestas, formularios o modelos matemáticos) que han de servir de aporte para el estudio de problemas similares al investigado, así como para la aplicación posterior de otros investigadores (2015 pág. 140).

El presente trabajo se llevó a cabo para desarrollar una metodología adecuada para la evaluación de recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida general de metal y la importancia que puede llegar a tener el uso de la evaluación FFS.

1.4.3. Justificación legal

Hernández, nos da una interpretación que una justificación legal se refiere a un documento que demuestra que ha cumplido con las normas y regulaciones establecidas por las autoridades competentes en el área donde se desarrolla la investigación científica siempre y cuando se conduzcan éticamente, de manera legal y con respeto a los derechos humanos de los participantes y los usuarios o lectores (2014 pág. XXIII).

La empresa Marconsult Certificaciones S.A.C está acreditado ante el Instituto Nacional de Calidad (INACAL) y emite certificados acreditados basados principalmente en el código API 510, el cual toma como referencia al código ASME de recipientes a presión, Sección VIII. Reglas para la construcción de recipientes a presión, División 1, Sección II Parte D. Materiales, Sección V Ensayos no Destructivos, entre otros. Por lo tanto, la presente investigación se realizó cumpliendo con la documentación legal solicitada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) que garantizan la confiabilidad y funcionamiento del recipiente.

1.4.4. Justificación económica

Fernández, argumenta que algunas investigaciones de carácter práctico están orientadas a que algún producto derivado de la misma pueda ser comercializable o ayude a incrementar las ganancias de una empresa (2020 pág. 8).

En el presente trabajo de investigación se propuso optimizar la inspección de los recipientes que presentaban pérdida de metal para reducir costos innecesarios que implicarían la reparación o reemplazo de cada elemento dejando el recipiente fuera de servicio de manera innecesaria, así como la instalación de un nuevo recipiente y los respectivos ensayos e inspecciones para certificarse nuevamente.

1.4.5. Justificación tecnológica

Espinoza, señala que se justifica tecnológicamente una investigación cuando se satisface las necesidades sociales. Que pueden ser soluciones que permiten mejorar el sistema productivo. (2010 págs. 81, 82)

Por lo tanto, en la presente investigación se realizó la aplicación de la norma API 579-1 / ASME FFS-1 para garantizar un nivel de seguridad aceptable a los recipientes que presentan pérdida general de metal para

que así puedan seguir brindando un servicio en la sociedad, tanto para zonas industriales como no industriales.

1.5. Delimitantes de la investigación

1.5.1. Delimitante teórica

El presente proyecto se realizó bajo la metodología, cálculos y evaluación de resultados bajo el código API 510 y la norma API 579-1/ASME FFS-1, las cuales tienen como propósito brindar conocimientos teóricos y prácticos, prácticas recomendadas y procedimientos para la promoción y mantenimiento de condiciones de trabajo seguras y saludables para el personal involucrado en el desarrollo de petróleo y gas.

1.5.2. Delimitante temporal

El periodo de duración del proyecto comprendió desde el mes enero a noviembre del año 2023, para la recolección y evaluación de datos sobre los recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.

1.5.3. Delimitante espacial

El trabajo de recolección de datos se desarrolló en diferentes puntos de inspección en la región de Lima donde se encuentran diversos recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal. La aplicación de la norma API 579-1/ASME FFS-1 para la evaluación de la aptitud de servicio de los recipientes, se realizó en las oficinas de Marconsult Certificaciones S.A.C. ubicada en la Av. La Perla 979, Callao - Perú.

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes: Internacional y nacional

2.1.1. Antecedentes internacionales

En el campo internacional pudimos revisar las investigaciones referentes al tema, tal es el caso, Balcer y Avellaneda (2020) en su investigación titulada “Establecer la integridad estructural de un tanque con presión interna aplicando la norma API 579”, para optar por el título de ingeniero mecánico en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Tuvo como objetivo determinar la integridad estructural de un tanque con presión interna aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1, siguiendo una metodología de aplicación, ya que como primera parte se selecciona el tanque con presión interna a partir de la norma 40245 (Reglamento técnico para cilindros y tanques estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de gas licuado de GLP, y sus procesamientos de mantenimiento) del ministerio de minas y energía de Colombia, y aplicar la norma API 579/ASME para los 3 niveles de estudio. El tipo de investigación fue de tipo descriptivo y el diseño experimental y enfoque cuantitativo. La población de estudio es un tanque con presión interna que corresponde a un recipiente a presión tipo A de GLP, por causa de pérdida local o general de metal provocado por la corrosión. La aplicación de la norma API 579/ ASME describe los instrumentos donde incluye varias técnicas de evaluación de aptitud para el servicio (FFS), proporcionando procedimientos para realizar evaluaciones adecuadas, dependiendo del tipo de falla o daño que posea o presente el componente en el momento de la inspección, permitiéndonos establecer la integridad estructural para diferentes piezas o equipos. Luego modelaron y analizaron mediante el Programa ANSYS las zonas más críticas (local o general) sometida a la falla por corrosión en el tanque con presión interna. Los principales resultados de la evaluación del FFS indicarán si el componente puede o no continuar en operación, generando una documentación para futuros monitoreos o

inspecciones establecidas a partir del estudio realizado, además se concluyó con la aproximación de la vida remanente de la pieza para generar planes de mantenimiento predictivos y correctivos que lleguen a ser necesarios.

La investigación desarrollada por Guzmán (2016) titulada “Evaluación de aptitud para el servicio del tanque T2013 de la empresa Mexichem aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1”, para optar por el título de ingeniero mecánico en la Universidad Tecnológica de Bolívar. Tuvo como objetivo evaluar la aptitud para el servicio de un tanque que contiene residuos de los procesos de fabricación de resinas sometido a presión que presenta fallas por corrosión y grietas. El tipo de investigación fue de tipo descriptivo y el diseño experimental con enfoque cuantitativo. La población de estudio es el tanque de despojo T-2013 de la empresa Mexichem. Los instrumentos para evaluar la condición del tanque se realiza una serie de ensayos no destructivos. Los resultados de PAUT (UTPA: Ensayo de ultrasonido por Arreglo de Fases) permitieron detallar la forma y profundidad de las grietas (ramificada en forma de abanico), estas son formas típicas generadas por la corrosión bajo tensión. Los principales resultados son que para la evaluación de los criterios de diseño, ensayos no destructivos y especificaciones de los materiales se usaron los códigos ASME de calderas y recipientes a presión, Sección VIII. Reglas para la construcción de recipientes a presión, División 1, Sección II. Materiales y Sección V. Exámenes no destructivos, respectivamente. Estos son necesarios de usar paralelamente a la norma API 579-1/ASME FFS-1 la cual en este caso permite evaluar la condición actual del tanque, el cual es rechazado para los niveles 1 y 2 de la misma normativa. Se resalta que luego de efectuar los niveles de evaluación la norma permite tomar decisiones del tipo reevaluar, reparar o reemplaza. Al culminar el proceso de evaluación a través de la norma se concluye que el equipo, siendo reparado e implementando un método de unión mecánica no

permanente, es apto para continuar en servicio bajo las condiciones de carga actuales.

En el artículo de Akbar (2016), "Failure Prediction of Cracked Pressure Vessel under Fatigue Load Based on API 579 Standard and Finite Element Method", el principal objetivo de este estudio era investigar y validar el uso de la norma industrial comúnmente utilizada con el método de los elementos finitos para predecir el fallo de un recipiente a presión agrietado. En la parte analítica, se utiliza el código API 579 con un factor de seguridad y corrección que aumenta el grado de conservadurismo de los resultados. En este artículo se comparan los resultados y se puede utilizar como una consideración para tomar una decisión con respecto al análisis de la integridad del recipiente a presión. Se analizó la predicción del fallo de un recipiente agrietado basándose en cálculos realizados con la norma API 579 y el método de los elementos finitos. Se analizaron tres casos de recipientes a presión con cierta grieta inicial utilizando la norma API 579. De este artículo se encontró el número de ciclos para cada crecimiento de la grieta que será la vida restante del recipiente a presión. Cuando se comparan los resultados, en algunos casos API 579 da un valor más conservador que el análisis numérico. Esto significa que la predicción de fallos utilizando API 579 da un gran número de ciclos en lugar de utilizar elementos finitos.

En el artículo González, entre otros (2021), "On the Assessment of non-metallic inclusions by part 13 of API 579 -1/ASME FFS-1 2016, La presente investigación tiene como objetivo adaptar el procedimiento y los criterios de evaluación FFS presentados en la Parte 13 de la norma API 579-1/ASME FFS-1 para evaluar zonas de inclusiones no metálicas en cascos de recipientes a presión fabricados con acero de bajo contenido en carbono. Se propone un procedimiento alternativo para evaluar la integridad mecánica de los recipientes a presión que contienen zonas de inclusiones no metálicas mediante la adopción de algunos

criterios del procedimiento estándar API 579- 1/ASME FFS-1 Parte 13 y teniendo en cuenta las dimensiones y las características de agrupación de las zonas de inclusión. En el presente estudio, se detectaron inclusiones muy próximas entre sí en un recipiente a presión cilíndrico horizontal en servicio mediante inspección ultrasónica Scan-C. La evaluación de la aptitud para el servicio de los recipientes a presión que contienen zonas de inclusiones no metálicas muy próximas entre sí puede realizarse eficazmente, suponiendo que el defecto se considere laminación y se evalúe según la Parte 13 de la norma API 579. si es posible, es aconsejable omitir la evaluación de Nivel 1 y realizar directamente la evaluación de Nivel 2 considerando la inclusión no metálica como un defecto tipo grieta enterrada, ya que proporciona evaluaciones menos conservadoras.

Además, la investigación realizada por Casarrubias (2017) titulada “Determinación del grado de conservadurismo de la evaluación de abolladuras en tubos con presión interna del nivel 1 de evaluación del estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007”, realizó un análisis del grado de conservadurismo del estándar internacional API 579-1 / ASME FFS-1, 2007, Parte 12 denominada "Evaluación de abolladuras, entallas y combinación abolladura-entalla" en su nivel de evaluación 1; a partir de modelaciones por Método de Elemento Finito (MEF). Los análisis se realizaron bajo tres diferentes condiciones: el incremento progresivo de la longitud y ancho (aspecto) de la abolladura; incremento progresivo en la profundidad y finalmente, la variación progresiva de la carga por presión interna. Los resultados generados muestran que la profundidad no es el único factor importante a considerar para la evaluación de una abolladura, ya que tanto el largo como el ancho de la abolladura y la presión del ducto son factores principales en la evaluación de una abolladura. También se pudo concluir que la principal zona en la que se presenta la falla son los extremos opuestos del eje mayor de la abolladura.

2.1.2. Antecedentes nacionales

Por otra parte, Zamora (2017) desarrolló la investigación titulada “Evaluación de la aptitud para el servicio de acuerdo a la norma API 579-1_ASME FFS-1 del recipiente horizontal presurizado TKAY-2640, afectado por corrosión por picadura”, cuyo objetivo principal es realizar la evaluación de aptitud para el servicio del recipiente horizontal presurizado TKAY-2640, que presenta pérdida localizada de material. La evaluación del mecanismo de daño en el recipiente, expuesta en este trabajo, se tiene en consideración que los problemas surgen a partir de la falta o poco conocimiento de la metodología descrita en la norma API 579-1_ASME FFS-1 para la evaluación de los diferentes mecanismos de daño que afectan los recipientes sometidos a presión. La metodología usada en esta investigación es de investigación aplicada, ya que primero se desarrolla metodología de evaluación adecuada para el caso de corrosión por picaduras presente en el recipiente horizontal presurizado TKAY-2640. Luego se evaluó el daño por corrosión por picaduras en el recipiente horizontal TKAY-2640 y determinar su aptitud para el servicio, por último, el estudio concluye en determinar la vida remanente y los intervalos de inspección necesarios para monitorear el desarrollo del daño en el componente.

La investigación desarrollada por Gómez (2022) titulada “Evaluación de integridad de recipientes de GLP estacionario en servicio en base a la norma API 510, para conocer su vida útil”, tuvo como objetivo evaluar la integridad de recipientes de GLP estacionario en servicio mediante la norma API 510 a fin de lograr conocer su vida útil, la realización de este estudio se llevó a cabo en la ciudad de Lima en el distrito de Villa el Salvador, a raíz de muchos accidentes que causa un recipiente de GLP ya sea estacionario o móvil existe el problema de no conocer su integridad debido a que no se cuenta con un adecuado control de fabricación, falta de regulación y falta de supervisión de los entes correspondientes. La metodología usada en esta investigación es de

investigación aplicada, ya que primero se realizó la evaluación aplicando procedimientos y técnicas de inspección de ensayos no destructivos al recipiente de GLP estacionario para obtener su diagnóstico actual. Para que finalmente se elabore un plan de inspección que nos permita determinar el periodo de inspección del recipiente. Concluyendo así que gracias a la elaboración del plan de inspección con las técnicas y metodologías presentadas se cumple con un procedimiento de inspección la cual indica las fechas futuras de inspección del recipiente estacionario, lo cual es necesario para evitar fallas y obtener una mejor producción en la planta.

La investigación desarrollada por Rondinel y Enrique (2018) en su investigación titulada “Diseño de un plan de mantenimiento preventivo en recipientes de alta presión de 250 psig para el almacenamiento, transporte de GLP y su certificado de conformidad. Planta Zinsac del Perú - Puente Piedra”, cuyo objetivo principal fue Diseñar un Plan de Mantenimiento Preventivo aplicados a recipientes de alta presión de 250 PSI para el almacenamiento y su posterior transporte de GLP, a fin de lograr su certificado de conformidad. Esto permitirá llevar un mejor control, organización y planificación de los trabajos y de esta manera se logrará una mayor producción, reducción de costos, ahorro de tiempo y los trabajos serán de mejor calidad. Esta investigación permitirá definir cuáles son los equipos que se necesitarán para realizar los trabajos y la correcta ejecución del plan de mantenimiento preventivo en la fecha establecida, teniendo un registro de vida del recipiente y al momento de realizar el mantenimiento tener un inicio y un final en los trabajos de mantenimiento, disminuyendo la probabilidad de fallas y evitar así la paralización del proceso productivo al momento de realizar la reparación del recipiente.

Por otra parte, Gil (2016) desarrolló la investigación titulada “Evaluación de la capacidad para el servicio de una tubería, sometida a presión interna, con presencia de pérdida localizada de material, en el marco de la norma API-579-1/ASME FFS-1”, para optar por el grado de ingeniero mecánico electricista en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Tuvo como objetivo principal, cuyo objetivo principal es evaluar la capacidad para el servicio de una tubería presurizada que presente pérdida localizada de metal, la cual fue provocada a conveniencia para poder simular los posibles defectos que se puedan presentar en la industria durante la operación. Dicha pérdida localizada de material fue generada a través de los mecanismos de daño de corrosión y abrasión. El tipo de investigación fue de tipo aplicada y el diseño experimental con enfoque cuantitativo. La población de estudio es una tubería de acero A 53 grado B. Según la metodología usada en la investigación, se procedió a estudiar y desarrollar la metodología de evaluación, la cual brinda un procedimiento a seguir para poder inspeccionar cualquier tubería que esté dentro del alcance de la norma. Este procedimiento fue aplicado al componente adquirido para el presente trabajo de tesis, el cual fue la tubería de acero A 53 grado B. Hay que mencionar que previo a la aplicación de la evaluación de la capacidad para el servicio (o evaluación FFS) a la tubería, esta debía presentar algún tipo de pérdida localizada, por lo que también se describió el procedimiento que se siguió para dañar la tubería con el objetivo que presente el defecto mencionado anteriormente. Se concluye que el componente evaluado puede continuar operando a las condiciones de diseño. De esta evaluación se obtuvo que el defecto crítico, entre el canal y la LTA, es la LTA, ya que el componente, debido a la presencia de este defecto, puede soportar hasta una MAWP de 954.20 psi. Sin embargo, como la presión de diseño es de 600 psi, se concluye que el componente está apto para continuar operando.

Por otra parte, Véliz (2016) desarrolló la investigación titulada “Evaluación de una tubería a presión de acero de bajo carbono dañada por fuego mediante la norma API-579-1/ASME FFS-1”, para optar por el grado de ingeniero mecánico en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Tuvo como objetivo principal, cuyo objetivo principal es evaluar la integridad de una tubería de acero de bajo carbono que ha sido intencionalmente dañada por fuego en el laboratorio, mediante el estudio y aplicación de la metodología del API 579-1/ASME FFS-1, además del uso del grado de daño de Neubauer para evaluar el daño microestructural, con la finalidad de mostrar de forma práctica el uso de la metodología y determinar si la tubería puede continuar en servicio. El tipo de investigación fue de tipo aplicada y el diseño experimental con enfoque cuantitativo. La población de estudio es una tubería de acero ASTM A53 Grado B con una presión de diseño de 1180 psi y dos placas de acero de acero ASTM A36. Según la metodología usada en la investigación, se preparó una tubería de acero de bajo carbono para someterla a diferentes temperaturas y tiempos de exposición al calor con la intención de ocasionar un daño por fuego. Luego, usando diferentes tipos de ensayos como inspección visual, ensayo de dureza y metalografía, en base a normas ASTM (American Society for Testing of Materials). Se concluye que la tubería analizada a pesar de estar dañada por fuego puede seguir operando con una nueva presión de operación de 817 psi (presión de diseño 1180 psi) y no es necesario repararla o reemplazarla.

2.2. Bases teóricas

En la presente parte se expone los enfoques teóricos que pueda ayudar a las conceptualizaciones, perspectivas teóricas en general para el entendimiento de estudio de la presente tesis.

2.2.1. Gas Licuado de Petróleo – GLP

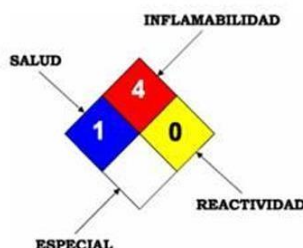
Según Calderón (2018) indica que el gas licuado de petróleo (también conocido por sus siglas GLP) es una mezcla compuesta principalmente por los gases hidrocarburos propano y butano, la cual se encuentra en estado líquido bajo presión y temperatura ambiente. Se obtiene como subproducto en el proceso de producción del petróleo y gas natural.

Es una mezcla de hidrocarburos volátiles conformados principalmente por propano, propileno, butano, iso-butano, butileno, obtenidos de los líquidos del gas natural o de gases de refinería, los cuales pueden ser almacenados y manipulados como líquidos por aplicación de una presión moderada a temperatura ambiente y/o descenso de temperatura. El GLP proveniente de los gases de refinería contiene cantidades variables de propileno y butilenos (NTP-321.123, 2012 (revisada el 2018)).

El GLP es incoloro e inodoro. Se le añade un agente fuertemente “odorizante” para detectar con facilidad cualquier fuga. En condiciones normales de temperatura, el GLP es un gas. Cuando se somete a presiones moderadas o se enfría, se transforma en líquido. En estado líquido, se transporta y almacena con facilidad. Una vez enfriado o presurizado, el GLP suele almacenarse en contenedores de acero o aluminio (GASNOVA, 2017).

Figura 2.1 Clasificación de riesgos según la NFPA 704

CÓDIGO DE COLORES		CATEGORÍA DE RIESGOS
Azul	Riesgo a la Salud	0 = Mínimo
Rojo	Riego de Inflamabilidad	1= Ligero
Amarillo	Riesgo de Reactividad	2 = Moderado
Blanco	Riesgo Específico	3 = Alto
		4 = Muy alto



Fuente: (LIMA GAS S.A., 2018)

Tabla 2.1 Composición / información de los componentes del GLP

MATERIAL	NUMERO CAS	VOLUMEN (Aprox.)	LEP (Límite de Exposición Permissible)
Propano	74-98-6	50 – 70,0 %	1000 ppm
Butano	106-97-8	50 – 30,0 %	800 ppm
GLP	68476-85-7	100%	900 ppm
Etil-Mercaptano (Odorizante)	75-08-1	14 ppm a 20 ppm	0,5 ppm

Fuente: (LIMA GAS S.A., 2018)

Tabla 2.2 Propiedades físicas y químicas del GLP
PROPIEDADES FÍSICAS / QUÍMICAS

Peso Molecular	:	50.80
Gravedad específica a 15,6/15,6°C	:	0,50 – 0,56 aprox.
Punto de inflamación, °C	:	-104 aprox
Punto de ebullición, °C	:	(-42.0) a (-0,51)
Presión a vapor a 37,8°C, PSI	:	115 a 208 PSI
Límites de inflamabilidad, % vol. en aire	:	De 2.2 a 9.5 aprox.
Temperatura de autoignición, °C	:	466 °C (870.8 °F)
Poder calorífico	:	10800 – 11800 Kcal/kg
Solubilidad en Agua @ 20 °C	:	Insoluble
Características	:	Gas que no tiene color, no tiene sabor, no es corrosivo, no es toxico ni venenoso, es más pesado que el aire; y no tiene olor, motivos por el cual se agrega un odorante para facilitar la detección de fugas.

Fuente: (LIMA GAS S.A., 2018)

2.2.2. Recipiente a presión

Recipiente diseñado para soportar presiones/cargas internas y/o externas. Esta presión puede ser impuesta por la aplicación de calor de una fuente directa o indirecta, o por cualquier combinación de las mismas. Esta definición incluye intercambiadores de calor, enfriadores de aire, columnas, torres, generadores de vapor no alimentados (calderas) y otros recipientes generadores de vapor que utilizan calor procedente del funcionamiento de un sistema de tratamiento u otra fuente de calor indirecta (API 510, 2022).

Según el código ASME de calderas y recipientes a presión, Sección VIII. Reglas para la construcción de recipientes a presión (2021) define a un recipiente a presión como un recipiente que contiene fluidos bajo presión interna o externa, que se caracteriza por tener una presión máxima de diseño mayor a 15 psi o un volumen mayor a 5 pies cúbicos.

Los recipientes a presión se diseñan y fabrican de materiales específicos que están especificados en normas y códigos. Romero (2010) nos da más alcance al indicar que la Sección VIII División 1 y División 2 del Código, son parte de los denominados Códigos de Construcción ASME. Los mismos contienen todo lo concerniente al diseño, fabricación y correspondiente control. A su vez, también hacen referencia a las fuentes de consulta sobre aspectos tales como Materiales, Soldaduras y Ensayos no Destructivos, a los que denomina Códigos de Referencia. Estos son: Sección II: Materiales – Sección V: Ensayos no Destructivos – Sección IX: Calificación de Soldaduras, los que también deben ser cumplidos por los fabricantes en la medida que el Código de Construcción invoque determinado requerimiento y remita al Código de Referencia correspondiente.

Tabla 2.3 Clasificación de los recipientes a presión

TIPOS DE RECIPIENTES A PRESIÓN		
Por su uso	De almacenamiento	
	De proceso	
Por su forma	Cilíndricos	Horizontales
		Verticales
	Esféricos	

Fuente: (León Estrada, 2001)

2.2.3. Tipos de recipientes

- **Por su uso:** Los podemos dividir en recipientes de almacenamiento y en recipientes de proceso. Los primeros nos sirven únicamente para almacenar fluidos a presión, y de acuerdo con su servicio son conocidos como tanques de almacenamiento, tanques de día, tanques acumuladores, etc. Los recipientes a presión de proceso tienen múltiples y muy variados usos, entre ellos podemos citar los cambiadores de calor, reactores, torres fraccionadoras, torres de destilación, etc.
- **Por su forma:** Los recipientes a presión, pueden ser cilíndricos o esféricos. Los primeros pueden ser horizontales o verticales, y pueden tener, en algunos casos, chaquetas para incrementar o decrecer la temperatura de los fluidos según el caso. Los recipientes esféricos se utilizan generalmente como tanques de almacenamiento, y se recomiendan para almacenar grandes volúmenes a altas presiones. Puesto que la forma esférica es la forma “natural” que toman los cuerpos al ser sometidos a presión interna, ésta sería la forma más económica para almacenar fluidos a presión, sin embargo, la fabricación de este tipo de recipientes es mucho más cara en comparación con los recipientes cilíndricos.

2.2.4. Tipos de tapas

Las tapas también son llamados cabezales. Dentro de los tipos de tapas más utilizados en la fabricación de recipientes se encuentran los siguientes:

- **Tapas toriféricas:** Son las que mayor aceptación tienen en la industria, debido a su bajo costo y a que soportan altas presiones manométricas, su característica principal es que el radio de abombado es aproximadamente igual al diámetro. Se pueden fabricar en diámetros desde 0.3 hasta 6 metros (León Estrada, 2001).

D = diámetro interno de la tapa (mm).

t = espesor de la tapa (mm).

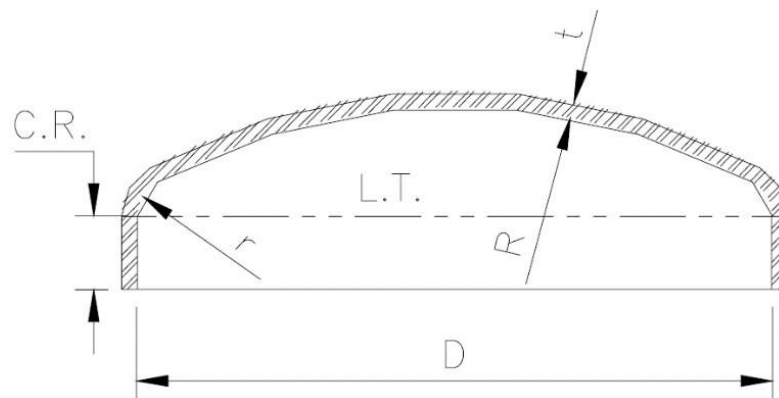
r = radio de la curvatura menor (mm).

R = radio de la curvatura mayor (mm).

CR = distancia de inicio del dobléz (mm).

LT = límite entre distancia de inicio del dobléz y el radio de curvatura (mm).

Figura 2.2 Tapas toriféricas



Fuente: (León Estrada, 2001)

- **Tapas semiesféricas:** Utilizadas exclusivamente para soportar presiones críticas. Como su nombre lo indica, su silueta describe una media circunferencia perfecta, su costo es alto y no hay límite dimensional para su fabricación (León Estrada, 2001).

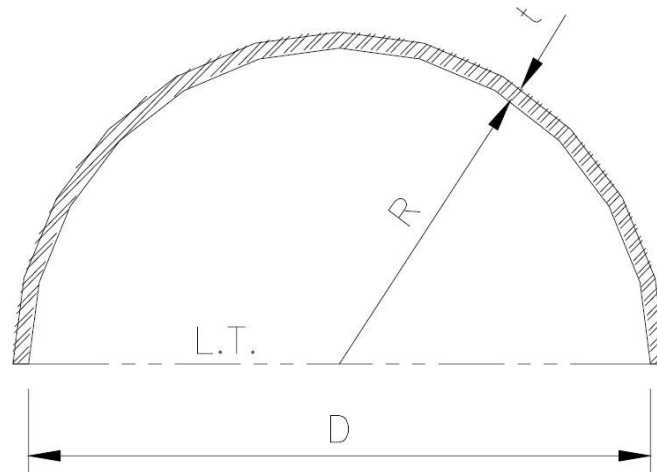
D = diámetro interno de la tapa (mm).

t = espesor de la tapa (mm).

R = radio de la tapa (mm).

LT = límite entre distancia de inicio del dobléz y el radio de curvatura en mm.

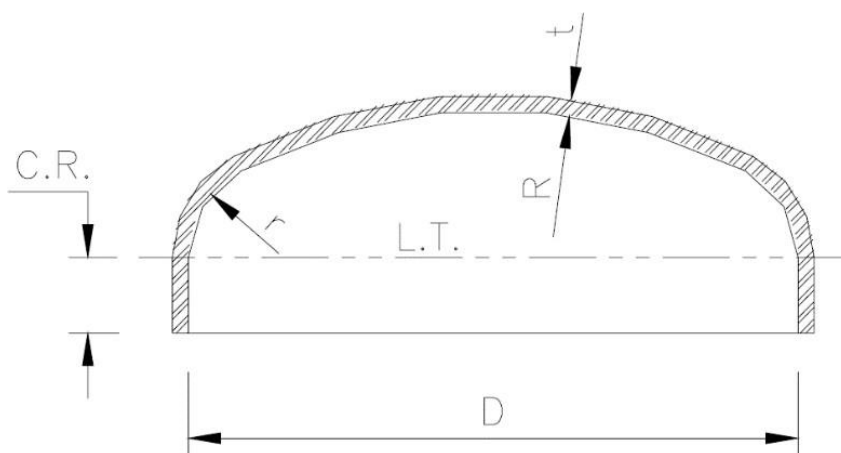
Figura 2.3 Tapas semiesféricas



Fuente: (León Estrada, 2001)

- **Tapas semielípticas:** Son empleadas cuando el espesor calculado de una tapa toriesférica es relativamente alto, ya que las tapas semielípticas soportan mayores presiones que las toriesféricas. El proceso de fabricación de estas tapas es el troquelado, su silueta describe una elipse relación 2:1, su costo es alto y en México se fabrican hasta un diámetro máximo de 3 metros (León Estrada, 2001).
D = diámetro interno de la tapa en (mm).
t = espesor de la tapa en (mm).
r = radio de la curvatura menor de la tapa en (mm).
R = radio de la curvatura mayor de la tapa en (mm).
CR = distancia de inicio del dobléz en (mm).
LT = límite entre distancia de inicio del dobléz y el radio de curvatura en (mm).

Figura 2.4 Tapas semielípticas



Fuente: (León Estrada, 2001)

2.2.5. Presión de Diseño

Es la presión máxima, interna o externa, utilizada para determinar los espesores mínimos de un recipiente. Es recomendada para el diseño del recipiente y sus accesorios, ya que es una presión superior a la de operación. La presión de diseño es superior a la de trabajo en un 10%. La presión del fluido que contendrá el recipiente debe ser tomada en cuenta para determinar dicha presión (Romero Pino, 2010).

2.2.6. Presión de Servicio

Es identificada como la presión de operación, se define como la presión manométrica a la cual estará sometido un recipiente en condiciones normales de operación. La presión de operación puede llegar a ser máxima, siendo ésta la presión prevista en el sistema debido a desviaciones de la operación normal. La máxima presión de operación debe ser al menos 5% mayor y la presión de operación mínima es la presión más baja que puede tener el recipiente, basada en las condiciones esperadas (Romero Pino, 2010).

2.2.7. Presión de Trabajo Máxima Permisible (MAWP)

Es la presión máxima que el recipiente puede soportar en condiciones seguras, normalmente coincide con la presión de diseño. La presión máxima manométrica permisible en el tope de un recipiente colocado en su posición de operación, a una temperatura establecida. La presión máxima de trabajo permisible no se determina normalmente para recipientes nuevos, pero se usa en recipientes que van a ser redimensionados. Cuando no se realizan cálculos de dicha presión, la presión de diseño puede ser usada como la presión de trabajo máximo permisible. Una práctica común seguida por muchos usuarios y fabricantes de recipientes a presión es limitar dicha presión por la resistencia del cuerpo y los cabezales (Romero Pino, 2010).

2.2.8. Corrosión

Dentro de la actividad industrial uno de los mecanismos de daño que más perjudica a los recipientes a presión es la corrosión al afectar el material base que inducen a cambios perjudiciales en el tipo al afectar sus condiciones o propiedades mecánicas del material.

La corrosión es la degradación de los metales y aleaciones por interacciones de tipo químico o electroquímico, con el medio ambiente que los rodea. Mediante dichas interacciones los metales pasan a su forma más estable como los óxidos o sales, liberando cierta cantidad de energía. De esta manera, los metales y las aleaciones pierden parcial o totalmente sus propiedades mecánicas y físicas para lo cual fueron diseñada (Urbáez R., 2009).

2.2.9. Clasificación de los procesos de corrosión

Según Navarrete y Salgado (2007) clasifica el proceso de corrosividad según: el medio en el que se desarrolla, su mecanismo, su morfología y mediante efectos combinados. Se detallará el proceso de corrosividad según el medio y su forma de ataque:

Clasificación según el medio

Esta clasificación es útil cuando se estudian los mecanismos de ataque de la corrosión

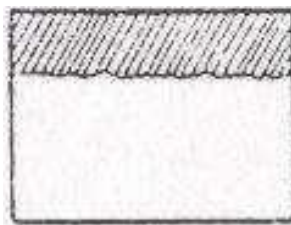
- Corrosión química: En este tipo de corrosión el metal reacciona con un medio no iónico, por ejemplo, la oxidación en aire a alta temperatura, reacción con una solución de yodo en tetracloruro de carbono.
- Corrosión electroquímica: Se refiere al proceso de la corrosión que se produce por un transporte simultáneo de electricidad a través de un electrolito, como por ejemplo la corrosión en soluciones salinas, en agua de mar, la corrosión atmosférica, la corrosión en los suelos, etc.

Clasificación según la forma de ataque

Esta clasificación permite evaluar los daños producidos por la corrosión.

- Corrosión uniforme: Es la forma más benigna de corrosión, el ataque se extiende de forma homogénea sobre toda la superficie metálica, y su penetración media es igual en todos los puntos. Este tipo de ataque permite calcular fácilmente la vida útil de los materiales expuestos, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 2.5 Corrosión uniforme



Fuente: (Urbáez R., 2009)

- Corrosión localizada: Esta corrosión comprende los casos intermedios entre corrosión uniforme y corrosión localizada. El ataque se extiende más en algunas zonas, sin embargo, se presenta como un ataque general tal como se puede observar en la siguiente figura.

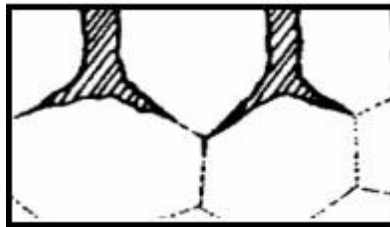
Figura 2.6 Corrosión localizada



Fuente: (Urbáez R., 2009)

- Corrosión intergranular: El ataque se presenta como una estrecha franja que se extiende a lo largo de los límites del grano, este tipo de ataque es muy dañino y puede llegar a destruir el material expuesto, como se muestra en la siguiente figura. Este tipo de corrosión ocurre generalmente en aluminio, cobre y en aleaciones de acero inoxidable.

Figura 2.7 Corrosión intergranular



Fuente: (Urbáez R., 2009)

- Corrosión por picado: Conjuntamente con la corrosión intergranular son las corrosiones más peligrosas que pueden presentarse; el ataque puede darse en puntos aislados en superficies metálicas pasivas y se propaga hacia el interior del metal, en ciertos casos se forman túneles microscópicos, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 2.8 Corrosión por picado



Fuente: (Urbáez R., 2009)

2.2.10. Ensayos no destructivos

Los ensayos no destructivos son definidos como aquellos métodos que se emplean para ensayar un material sin perjudicar su estructura y uso en un futuro. Una definición más concisa es que la examinación se ejecuta sobre un objeto de cualquier tamaño o tipo para determinar la presencia o ausencia de discontinuidades o evaluar otras características (Romero, 2017).

Inspección Visual (VT)

El proceso de examen y evaluación de un sistema o sus componentes, mediante el cual se utilizan los sentidos humanos auxiliados únicamente con algún dispositivo que magnifique la capacidad sensorial del inspector. La inspección directa puede incluir el empleo de telescopios, microscopios, endoscopios, periscopios, proyectores ópticos, comparadores, video en tiempo real, o cualquier otro dispositivo de procesamiento de imágenes en tiempo real o de tratamiento para resaltar los defectos o grietas, como pueden ser líquidos penetrantes o las partículas magnéticas. La inspección indirecta es aquella en la que se obtienen imágenes fijas (fotografías) o en movimiento (video grabaciones) para un análisis posterior (Carrión Viramontes, y otros, 2003).

Para Carrión Viramontes y otros (2003 pág. 61), las ventajas más significativas en este tipo de inspección destacan:

- Es totalmente portátil.
- No es excluyente; se puede usar en combinación con otros métodos.
- Es un método de muy bajo costo.
- Proporciona resultados inmediatos.
- Requiere poco entrenamiento.

- Se utiliza en inspecciones globales; necesita poco tiempo en la mayoría de los casos.

Figura 2.9 Inspección visual externa a recipiente estacionario ubicado en planta industrial de GLP



Nota: Fotografía tomada en inspección realizada en Ventanilla, Callao – Perú.

Líquidos penetrantes (PT)

La inspección por líquidos penetrantes (PT) es una técnica versátil y de simple aplicación para una gran variedad de materiales y diseños que permite localizar defectos o grietas superficiales. El método se basa en los principios básicos de la acción capilar, y la capacidad de humectación de un líquido de baja viscosidad, propiedades que permiten que éste penetre por hendiduras o grietas imperceptibles a la vista para resaltarlas y evidenciarlas. En general, la viscosidad, la capilaridad y la humectación están íntimamente relacionadas entre sí, y dependen de la tensión superficial del líquido y su capacidad para mojar la superficie de un material determinado. Una forma directa para medir dicha capacidad es a través del ángulo que hay en el punto de contacto de una gota con una superficie sólida, y que entre más pequeños sean, es mejor la capacidad de humectación del líquido (Carrión Viramontes, y otros, 2003).

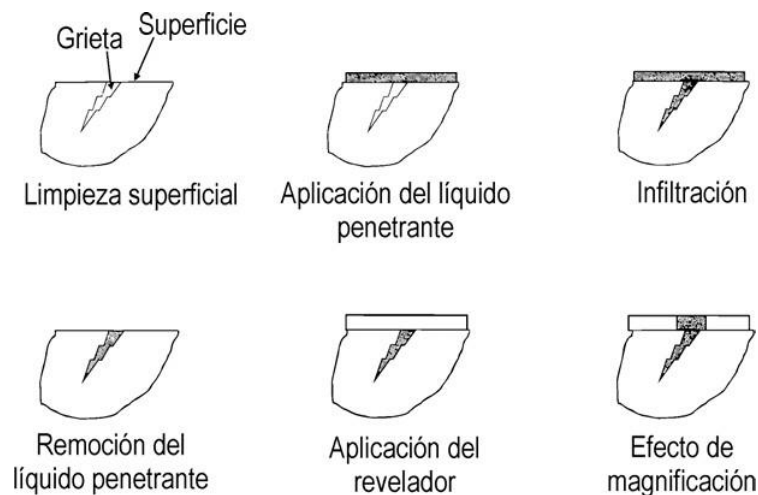
Por sus características propias, los líquidos penetrantes se pueden clasificar en dos tipos generales:

- Tipo I, fluorescentes
- Tipo II, no fluorescentes

Para Carrión Viramontes y otros (2003 pág. 68), las ventajas más importantes que tienen las técnicas de inspección por líquidos penetrantes, son:

- Se utilizan para una gran variedad de materiales.
- Su empleo es relativamente fácil.
- Son de bajo costo.
- La geometría de las piezas no representa un problema.
- Son portátiles; se pueden emplear en laboratorio y en campo.
- Son versátiles; se aplican varios tipos y métodos.
- Permiten cubrir un área muy grande en poco tiempo.
- La orientación, o forma de las grietas superficiales no representa problema alguno.
- Los inspectores se capacitan en poco tiempo.

Figura 2.10 Procedimiento general para inspección por PT



Fuente: (Carrión Viramontes, y otros, 2003)

Figura 2.11 Ensayo de líquidos penetrantes a reparación de olla de instrumentación de recipiente a presión para transporte de GLP.



Nota: Fotografía tomada en inspección realizada en Chilca, Lima – Perú.

Partículas magnéticas (MT)

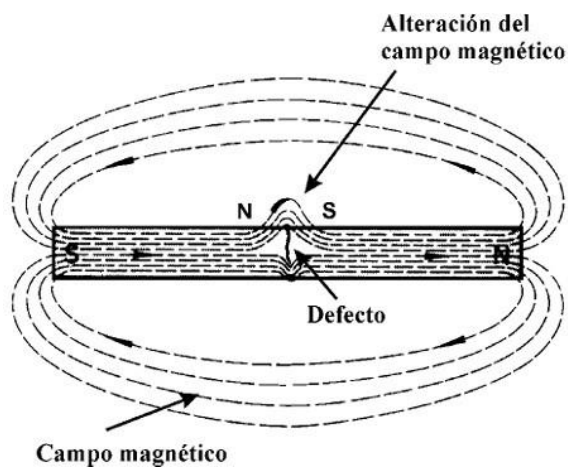
Las técnicas de inspección por partículas magnéticas (MT) son un subconjunto específico de las técnicas de inspección basadas en el magnetismo. En este caso, una pieza ferromagnética se magnetiza empleando magnetos, o induciendo una corriente eléctrica para que a través de la “observación” del campo magnético se puedan identificar alteraciones en éste, y que a su vez son ocasionadas por la presencia de anomalías: grietas o defectos superficiales, o casi superficiales en la pieza.

Existen varias maneras de observar el campo magnético, pero la más común es mediante las llamadas “partículas magnéticas”, o sea pequeñas partículas que se orientan con el campo magnético y, por ende, con las variaciones o alteraciones del mismo. Hay una gran variedad de partículas magnéticas que se aplican en ambiente seco o húmedo; son de diferentes colores e inclusive, fluorescentes. Además de las partículas magnéticas, se utilizan para hacer “visible” el campo magnético sensores que incluyen pinturas, hules, impresiones, o laminillas magnéticas (Carrión Viramontes, y otros, 2003).

Para Carrión Viramontes y otros (2003 pág. 105) Las ventajas más significativas en la técnica de inspección por partículas magnéticas son:

- Se aplica a la inspección de piezas con geometría compleja.
- La técnica es relativamente portátil y de bajo costo.
- Es un método rápido y sencillo.
- Requiere poca capacitación, que se adquiere fácilmente.
- Es un método muy sensible a los defectos superficiales, o de poca profundidad.
- Se adapta a piezas pequeñas o grandes.
- Las indicaciones se producen inmediata y directamente en la superficie de la pieza inspeccionada, indicando el tamaño de los defectos.

Figura 2.12 Comportamiento del campo magnético ante un defecto o anomalía superficial



Fuente: (Carrión Viramontes, y otros, 2003)

Figura 2.13 Ensayo de partículas magnéticas fluorescentes a cordón de soldadura interno de recipiente a presión



Nota: Fotografía tomada en inspección realizada en Puente Piedra, Lima – Perú.

Inspección por ultrasonido

Es una de las técnicas de inspección no destructiva más poderosas, ya que permite localizar y cuantificar el tamaño de los defectos internos para diferentes tipos de geometrías y materiales. En general, el procedimiento es relativamente sencillo, y no representa riesgo para el inspector o para el material. Existe una diversidad de técnicas que se pueden adaptar a cada aplicación en particular.

La inspección por ultrasonido mide en varios puntos el efecto del paso de las ondas acústicas de alta frecuencia a través del material de la pieza que se evalúa. Dicha propagación se controla electrónicamente por pulsos que un transductor convierte en energía acústica que se aplica en puntos específicos. Posteriormente, el mismo transductor u otro similar, recibe el reflejo de esa onda acústica y la convierte nuevamente en una señal eléctrica. La interpretación del reflejo de dicha onda sonora permite inferir información sobre discontinuidades en el material. Debido a que las ondas sonoras viajan en casi todos los materiales, esta técnica es una de las más empleadas en la identificación de defectos internos (Carrión Viramontes, y otros, 2003).

Para Carrión Viramontes y otros (2003 pág. 145), las ventajas de este ensayo son las siguientes:

- Los defectos superficiales e internos pueden detectarse en objetos de tamaño relativamente grandes.
- Una amplia gama de materiales metálicos y no metálicos con diferentes espesores, pueden ser inspeccionados.
- Se puede obtener información detallada de los defectos (tamaño, orientación y localización).
- Existe muy amplia variedad de técnicas para obtener y presentar los resultados que se puedan adecuar a una aplicación particular.
- El método es portátil, y se puede utilizar en campo.
- Los resultados se obtienen en tiempo real, y ser almacenados por medios electrónicos.
- Permite la automatización de inspecciones rutinarias.
- Son inspecciones de bajo costo.
- El ultrasonido tiene muy alta sensibilidad para detectar defectos relativamente pequeños.
- Únicamente se necesita tener acceso a una superficie de la pieza.
- Requiere poca preparación previa a la inspección, aunque la superficie debe estar limpia.

Figura 2.14 Equipo de medición de espesores marca Dakota



Nota: Fotografía tomada en oficinas de la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.

Figura 2.15 Medición de espesores por ensayo de ultrasonido a recipiente a presión estacionario



Nota: Fotografía tomada en inspección realizada en Huaral, Huaral – Lima.

2.2.11. Capacitación, calificación y certificación (END)

Carrión Viramontes y otros (2003 pág. 50), señala que la efectividad de las técnicas para una inspección no destructiva depende en gran parte, de la capacidad del personal que las aplica. Por esto existen normas y documentos que estipulan los procedimientos y criterios que garantizan la capacitación, calificación y certificación del personal en las técnicas de inspección. Algunas guías o normas en las que se detallan los criterios y procedimientos de capacitación, calificación, y certificación son:

- Práctica recomendada, No SNT-TC-1A, de la Sociedad Americana de Ensayos no Destructivos (ASNT), Capítulo 2, “Nondestructive Testing Personnel Qualification and Certification”.
- Norma No DP ISO 9712-3, “Norma para la capacitación, calificación y certificación de personal que realiza END”, elaborada por el Organismo Internacional de Normalización (ISO) (Carrión Viramontes, y otros, 2003).

2.3. Marco Conceptual

En esta parte se dará las definiciones constitutivas de las variables de investigación para mayor entendimiento de los instrumentos a utilizar en la tesis desarrollada. En la industria los códigos para los recipientes a presión se dividen por dos categorías: recipientes nuevos y post construcción. Por lo general los nuevos códigos de fabricación ASME y API no proporcionan normas para evaluar los equipos que al operar bajo una presión una vez instalado empiezan a degradarse mientras están en servicio, por lo que el código API 510 al ser un código post conformado establece las condiciones y requerimientos aplicables a la inspección de mantenimiento, reparaciones, alteraciones y procedimientos de recipientes a presión.

2.3.1. API 510 - Código de Inspección de Recipiente a presión: Inspección, Calificación, Reparación y Alteración en Servicio)

El propósito de este código es el de especificar el programa de inspección en servicio y monitoreo de la condición que se necesita para determinar la integridad de los recipientes a presión y dispositivos de alivio de presión. El programa debería proporcionar evaluaciones razonablemente precisas y oportunas para determinar si los cambios en la condición de equipos a presión podrían comprometer el funcionamiento continuo seguro. Los dueños/usuarios deberán responder a cualquier resultado de inspección que requiera de acciones correctivas para garantizar el y funcionamiento seguro continuo de los recipientes a presión sus dispositivos de alivio de presión (API 510, 2022).

De acuerdo el ítem 1.2.3 “Conceptos técnicos reconocidos” del código API 510 nos indica que, para el planeamiento de la inspección y la evaluación ingenieril de recipientes a presión en servicio, este código de inspección reconoce la aplicabilidad de las metodologías de evaluación de aptitud para el servicio (FFS) e inspección basada en el riesgo (RBI). API 579-1/ASME FFS-1 proporciona los procedimientos de evaluación detallados para tipos de daño específicos a los que se hace referencia

en este código. Además, en el ítem 2 “Normativa de referencia” nos señala los documentos de referencia indispensables para la aplicación del presente código (API 510, 2022).

Además, de acorde el ítem 5.3.2 “Revisión de registros” del código API 510, nos menciona que antes de realizar cualquiera de las inspecciones requeridas, los inspectores deberán familiarizarse con el historial previo de los recipientes de los que son responsables. En particular, deben revisar los resultados de inspecciones anteriores del recipiente, las reparaciones previas, el plan de inspección actual, así como cualquier evaluación de ingeniería y/u otras inspecciones de servicio similares. En API RP 571 y API 579-1/ASME FFS-1 se ofrece una visión general de los tipos de daños y modos de fallo experimentados por los equipos a presión (API 510, 2022).

Esto es importante tener presente para conocer la correcta condición del equipo para asegurar su integridad y correcto funcionamiento al estar en servicio.

2.3.2. Inspección por diferentes tipos de mecanismos de deterioro y modos de falla

El ítem 5.4.1 del código API 510 (2022 pág. 22) indica que los recipientes a presión son susceptibles a diversos tipos de daño por varios mecanismos: Las técnicas de inspección que existen para cada uno de los mecanismos de deterioro potenciales para cada recipiente a presión deberían ser parte de los planes de inspección. API 571 describe mecanismos de daño comunes y técnicas de inspección para identificarlos. Algunos ejemplos de mecanismos en general se indican a continuación:

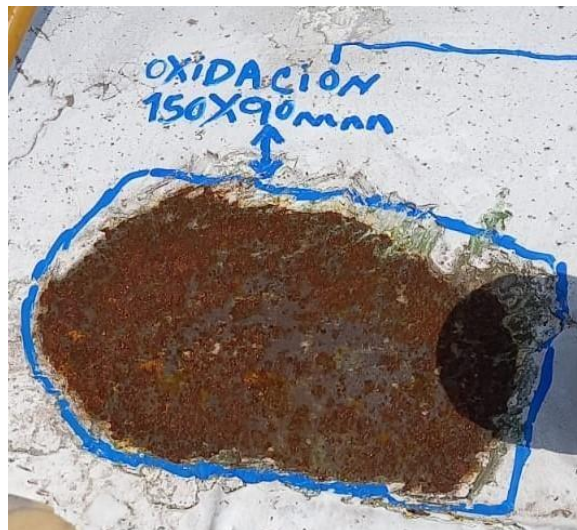
- Pérdida de metal general o localizada
- Fisuras superficiales conectadas
- Agrietamiento Subsuperficial
- Micro fisuración por alta temperatura/formación de micro huecos y eventual macro fisuración

- Cambios metalúrgicos
- Ampolla

Además, en el ítem 5.4.1 del código API 510 especifica que en API 571 puede encontrarse información más detallada y más mecanismos de daño relacionados con la corrosión, fisuración, etc.; incluyendo los factores críticos, apariencia, y las técnicas de inspección y monitoreo típico. En API 572 se describen las prácticas recomendadas de inspección adicionales para diversos mecanismos de daño (API 510, 2022).

Dentro del ámbito de estudio de la presente tesis es relevante conocer los diferentes mecanismos de daño que afecta a los recipientes inspeccionados siendo uno de los mecanismos de daño más común la pérdida general de metal.

Figura 2.16 Oxidación en parte superior de recipiente a presión



Nota: Fotografía tomada en inspección realizada en Miraflores, Lima – Perú.

Figura 2.17 Inicio de corrosión localizada en recipiente a presión



Nota: Fotografía tomada en inspección realizada en Huaura, Huaura – Perú.

Figura 2.18 Corrosión generalizada debajo de recubrimiento de pintura en recipiente a presión



Nota: Fotografía tomada en inspección realizada en Barranca, Barranca – Perú.

2.3.3. API 571 – Mecanismos de daños que afectan a los equipos estáticos en la Industria de refinería

Esta práctica recomendada analiza los mecanismos de daño aplicables a las refinerías de petróleo; sin embargo, gran parte de la información contenida en este documento también se puede aplicar a aplicaciones petroquímicas y otras aplicaciones industriales, según el usuario lo considere apropiado. API 571 es un documento de referencia que proporciona información útil por sí solo y también complementa otros estándares API y prácticas recomendadas. El documento debe utilizarse como referencia para otros documentos relacionados con la integridad. Su objetivo es contribuir a la gestión general de la integridad de los equipos a presión y es un recurso útil para muchas actividades del programa de integridad mecánica (API-571, 2020).

Figura 2.19 Erosión-corrosión del impulsor de hierro fundido de bomba de agua



Fuente: (API-571, 2020)

2.3.4. Tipos de inspección y monitoreo de recipientes a presión

El ítem 5.5.1 del código API 510 (2022 págs. 24, 25, 26 y 27) se establece los diferentes tipos de inspecciones o monitoreo son apropiados dependiendo de las circunstancias y el tipo de recipiente a presión. Incluyen los siguientes:

- Inspección interna: La inspección interna se lleva a cabo desde el interior del recipiente y deberá proporcionar un control minucioso de las superficies que retienen presión interna para detectar evidencia de daños.

- Inspección en línea: La inspección puede incluir una serie de técnicas de examen para evaluar los mecanismos de daños asociados con el servicio. Las técnicas utilizadas en inspecciones en línea se eligen por su capacidad para identificar determinados mecanismos de daño desde el exterior y su capacidad para realizarse en las condiciones de servicio del recipiente de presión. La inspección en línea puede ser aceptada en lugar de la inspección interna de recipientes bajo las circunstancias específicas definidas en el ítem 6.5.2 del código.

- Inspección externa: Las Inspecciones externas se realizan para comprobar el estado de la superficie exterior del recipiente, el sistema de aislación, la pintura, el recubrimiento, los soportes, y la estructura asociada, y para controlar si hay fugas, puntos calientes, vibraciones, libertad de expansión, y la alineación general del recipiente en sus soportes. Durante la inspección externa, se debería poner especial atención a las soldaduras utilizadas para fijar los componentes (ej. Placas de refuerzo y sujetadores) para determinar presencia de grietas u otros defectos. Cualquier evidencia de fugas debería ser investigada de manera que se pueda establecer su origen.

- Inspección para medición de espesores: Las mediciones de espesores se realizan para verificar el espesor de los componentes

del recipiente. Esta información se utiliza para determinar la velocidad de corrosión y la vida remanente del recipiente.

- Inspección por corrosión bajo aislación La inspección por CUI deberá ser considerada para recipientes aislados externamente y aquellos que prestan servicio de manera intermitente u que operan dentro del siguiente rango de temperaturas:
10°F (-12°) y 350°F (175°C) para aceros al carbono y de baja aleación,
140°F (60°C) y 350°F (185°C) para aceros inoxidable austeníticos.
280°F (138°C) y 350°F (185°C) para aceros inoxidable dúplex.
- Supervisión por el operador: Los operadores que realizan sus rondas como parte de sus tareas normales deberían ser aconsejados para informar al inspector todo hecho inusual asociado con recipientes a presión o dispositivos de alivio de presión tales como vibraciones, evidencia de pérdidas, ruidos inusuales, dispositivo de alivio que se abrieron, entre otros.

2.3.5. Métodos de monitoreo de condición

El ítem 5.7.1 del código API 510 (2022 pág. 30 y 31) indica que la selección de la(s) técnica(s) para usar durante una inspección de recipientes a presión, se deberían considerar los distintos tipos de daños que se pueden encontrar en recipientes. El inspector debería consultar con un especialista en corrosión o un ingeniero para ayudar a definir el tipo de daño, la técnica END y el alcance del examen. A continuación, se presenta ejemplos de las técnicas END:

Tabla 2.4 Tipos de ensayos no destructivos (END)

Ensayos no destructivos

a) Ensayo de partículas magnéticas (MT)
b) Ensayo de líquidos penetrantes (PT)
c) Ensayo radiográfico (RT)
d) Ensayo de medición de espesores por ultrasonido (UT)
e) Ensayo flujo magnético disperso (MFL)
f) Ensayo de corrientes inducidas (ET)
g) Ensayo metalográfico
h) Ensayo de emisión acústica
i) Ensayo de termografía infrarroja
j) Ensayo de presión
k) Ensayos de dureza
l) Técnicas avanzadas de examen de retrodispersión por ultrasonidos

Fuente: (API 510, 2022)

2.3.6. Posiciones de monitoreo de la condición (CMLs)

Las CMLs se definen como áreas designadas en los recipientes a presión para realizar exámenes para poder monitorear la presencia y velocidad del daño. Al momento de la inspección se debe tener en cuenta el registro de espesores de cada elemento del recipiente tales como cuerpo, cabezales, secciones cónicas y un muestreo de las conexiones para determinar el intervalo de la próxima inspección. Es importante tener indicado la ubicación de las CMLs y puntos de examen para realizar mediciones periódicas y mejorar la precisión del cálculo de la velocidad del daño.

En el ítem 5.6.2.4 del código API 510 señala que se registrará el espesor menor o un promedio de varias lecturas de medición tomadas dentro del área de un punto de examen y se utilizará para calcular los índices de corrosión. Si se necesitan grillas de espesores detalladas en una CML específica para realizar evaluaciones FFS de la pérdida de metal, remitirse a API 579-1/ASME FFS-1 para la preparación de dichas grillas de espesores (API 510, 2022).

2.3.7. Análisis de las regiones corroídas

En el ítem 7.4.2 “Evaluación de áreas localmente corroídas” y 7.4.3 “Evaluación de picaduras” del código API 510 menciona que, para áreas localmente corroídas, consultar API 579-1/ASME FFS-1, que proporciona una metodología de evaluación. También puede utilizarse para evaluar diferentes modos de crecimiento de las picaduras, estimar las tasas de propagación de las picaduras y evaluar los problemas potenciales de la reparación de las picaduras frente a la sustitución de los componentes. La profundidad máxima de las picaduras y la extensión de las mismas están relacionadas en las tablas de evaluación de picaduras API 579-1/ASME FFS-1, Nivel 1, que pueden utilizarse para evaluar la extensión de las picaduras permitida antes de la siguiente inspección. Además, como alternativa a los procedimientos de 7.4.2 y 7.4.3, la pérdida general de metal y la pérdida local de metal puede evaluarse según API 579-1/ASME FFS-1 y cuando sea necesario un análisis FFS Nivel 3 (API 510, 2022).

2.3.8. Evaluaciones FFS

En el ítem 7.5 “Evaluaciones FFS” del código API 510 (2022 pág. 46 y 47) nos indica que los componentes retenedores de presión en los cuales se ha encontrado daño que pueda afectar a su capacidad de soportar carga [cargas de presión y otras cargas aplicables (ej. peso, viento, etc.) según API 579-1/ASME FFS- 1] deberán ser evaluados para continuar en servicio. Las evaluaciones FFS, tales como las documentadas en API 579-1/ASME FFS-1, pueden ser utilizadas para esta evaluación y deben ser aplicables a los daños específicos observados. Las siguientes técnicas pueden utilizarse como una alternativa a las técnicas de evaluación en el ítem 7.4.

- Para evaluar la pérdida de metal en exceso del margen por corrosión, se puede realizar una evaluación de FFS de acuerdo con API 579-1/ASME FFS-1, según corresponda. Esta evaluación requiere el uso de un margen por corrosión a futuro, el cual deberá ser establecido en

base a la Sección 6 de este código inspección. Para minimizar los efectos de concentración de tensiones, es importante asegurarse de que no haya esquinas o bordes agudos en las zonas en que se ha realizado desbaste.

Los informes y registros en el ítem 7.8.2 del código API 510 menciona los requisitos de documentación de la evaluación FFS se describen en API 579-1/ ASME FFS-1, Parte 2.8. Los requisitos de documentación específicos para el tipo de fallo que se está evaluando se proporcionan en el capítulo correspondiente de la API 579-1/ ASME FFS-1 (API 510, 2022).

2.3.9. API 579-1/ ASME FFS-1 (Aptitud para el servicio)

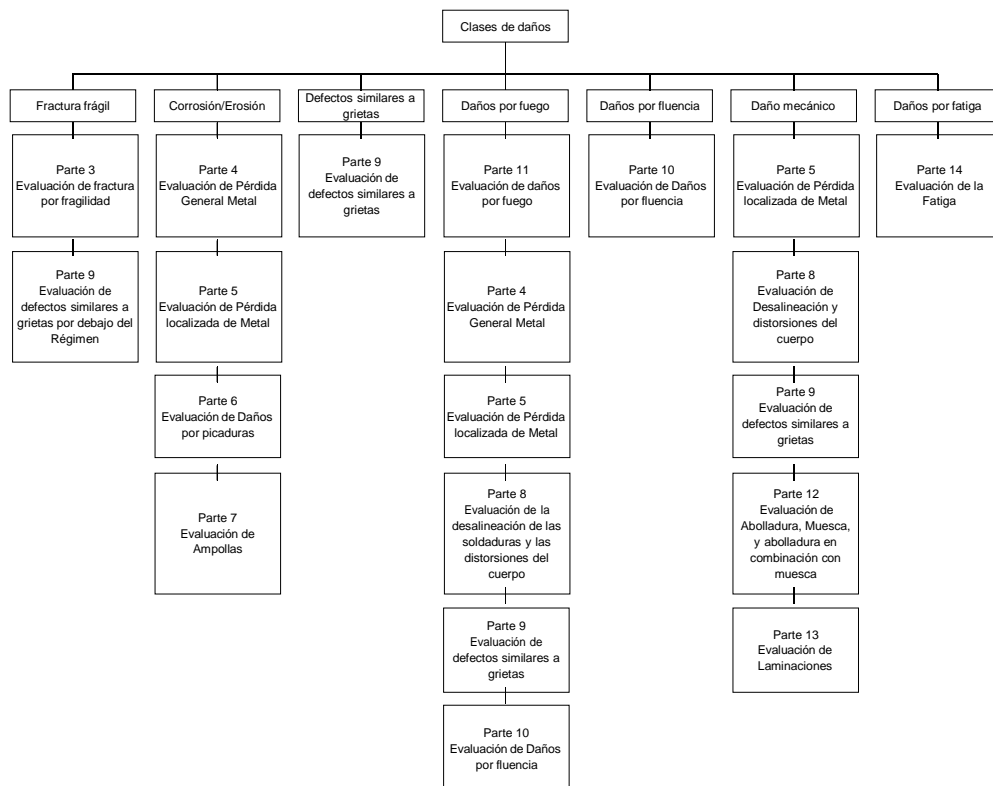
Las Evaluaciones de Aptitud para el Servicio (FFS) son evaluaciones cuantitativas de ingeniería que se realizan para demostrar la integridad estructural de un componente en servicio que puede contener un defecto o daño, o que puede estar operando bajo una condición específica que podría causar una falla. Esta norma proporciona orientación para llevar a cabo Evaluaciones FFS utilizando metodologías específicamente preparadas para equipos presurizados. Las directrices proporcionadas en esta norma se pueden utilizar para tomar decisiones de funcionamiento-reparación-sustitución para ayudar a determinar si los componentes en equipos presurizados que contienen defectos que han sido identificados por la inspección pueden seguir funcionando de forma segura durante algún período de tiempo. Estas Evaluaciones (FFS) están actualmente reconocidas y referenciadas por los Códigos y Normas API (510, 570 y 653), y por la NB-23 como medios adecuados para evaluar la integridad estructural de recipientes a presión, sistemas de tuberías y tanques de almacenamiento donde la inspección ha revelado degradación y defectos en el equipo (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021).

La importancia dentro de esta norma además de brindar los procedimientos de evaluación y criterios de aceptación para determinar si el equipo puede seguir operando es poder determinar la vida restante del equipo conociendo cuál será su velocidad de corrosión con el fin de elaborar programas de inspección o monitoreo con el fin de supervisar adecuadamente si la evaluación FFS se está cumpliendo para evitar resultados no esperados durante la evaluación.

2.3.10. Organización por tipo de fallo y mecanismo de daño

Para nuestra unidad de investigación la pérdida de metal en un recipiente a presión puede estar asociada a la corrosión general, localizada o por picaduras. Si están presentes múltiples mecanismos de daño se puede identificar una clase de daño como erosión/erosión-corrosión. Dentro de la clasificación se puede definir los siguientes mecanismos de daño y como se desarrollan en la norma API 579-1/ASME FFS-1.

Figura 2.20 Procedimientos de evaluación para diferentes tipos de daño acorde al API 579-1/ASME FFS-1



Fuente: (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 2-16)

Tabla 2.5 Descripción general de los procedimientos de evaluación de defectos y daños

Fractura frágil	Parte 3	Se proporcionan procedimientos de evaluación de la resistencia a la fractura frágil de recipientes a presión, tuberías y tanques de almacenamiento existentes de acero al carbono y de baja aleación. Los criterios para evaluar las condiciones normales de funcionamiento, arranque, avería y parada.
Pérdida general de metal	Parte 4	Se proporcionan procedimientos de evaluación para evaluar la corrosión general. Los datos de espesor para la evaluación pueden ser lecturas puntuales o perfiles de espesor detallados. Se proporciona una metodología para utilizar los procedimientos de evaluación de la Parte 5 cuando los datos de espesor indican que la pérdida de metal puede tratarse como localizada.
Pérdida local de metal	Parte 5	Se ofrecen técnicas de evaluación de zonas finas locales y defectos en forma de ranura en componentes presurizados. Para la evaluación se requieren perfiles de espesor detallados. Los procedimientos de evaluación también pueden utilizarse para evaluar picaduras o ampollas individuales, tal como se establece en las Partes 6 y 7, respectivamente.
Corrosión por picaduras	Parte 6	Se proporcionan procedimientos de evaluación para valorar las picaduras muy dispersas, las picaduras localizadas, las picaduras que se producen dentro de una región de pérdida local de metal, y una región de pérdida de metal localizada dentro de una región de picaduras muy dispersas. Los procedimientos de evaluación también pueden utilizarse para evaluar una red de ampollas muy próximas entre sí, tal como se establece en la Parte 7.
Ampollas y HIC/SOHIC Daños	Parte 7	Se proporcionan procedimientos de evaluación para evaluar ampollas aisladas y redes de daños HIC/SOHIC. Las directrices de evaluación incluyen disposiciones para ampollas y daños HIC/SOHIC localizados en juntas de soldadura y discontinuidades estructurales tales como transiciones, anillos de refuerzo y boquillas.
Desalineación de soldaduras y Distorsiones del cuerpo	Parte 8	Se proporcionan procedimientos de evaluación de las tensiones resultantes de discontinuidades geométricas en tipos de estructuras del cuerpo, incluidas la desalineación de las soldaduras y las distorsiones del cuerpo (por ejemplo, falta de redondez y protuberancias).
Fisuras / Grietas	Parte 9	Se proporcionan procedimientos de evaluación para evaluar defectos similares a grietas. Las soluciones para los factores de intensidad de tensión y la tensión de referencia (carga límite) se incluyen en el Anexo 9B y el Anexo 9C, respectivamente. En el anexo 9D se describen los métodos para evaluar la tensión residual requerida por el procedimiento de evaluación. Las propiedades de los materiales necesarias para la evaluación figuran en el Anexo 9E. También se incluyen recomendaciones para evaluar el crecimiento de las grietas, incluidos los aspectos medioambientales.
Operación a altas temperaturas y fluencia	Parte 10	Se proporcionan procedimientos de evaluación para determinar la vida útil restante de un componente que funciona en régimen de fluencia. Las propiedades de los materiales necesarias para la evaluación se indican en el Anexo 10B. También se tratan los métodos de análisis para evaluar el crecimiento de grietas, incluidos los aspectos medioambientales.
Daños por fuego	Parte 11	Se facilitan procedimientos de evaluación de los equipos susceptibles de sufrir daños por fuego. Se proporciona una metodología para clasificar y seleccionar componentes para su evaluación en función de la exposición al calor experimentada durante el incendio. Los procedimientos de evaluación de las otras partes de esta publicación se utilizan para evaluar los daños de los componentes.
Abolladuras, rayones, y combinaciones	Parte 12	Se proporcionan técnicas de evaluación para evaluar la abolladura, ralladuras y combinaciones en componentes.
Laminaciones	Parte 13	Los procedimientos de evaluación se proporcionan para evaluar las laminaciones. Las directrices incluyen disposiciones para la evaluación de laminaciones ubicadas en las uniones soldadas y discontinuidades estructurales, como las transiciones de cuerpos, anillos de refuerzo y las boquillas.
Fatiga	Parte 14	Se proporcionan procedimientos de evaluación para evaluar los componentes presurizados sometidos a cargas cíclicas. Los procedimientos de evaluación incluyen requisitos específicos para uniones soldadas.

Fuente: (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 2-14)

2.3.11. Procedimiento de evaluación FFS

En el ítem 2.1.3 de la norma API 579-1/ASME FFS-1 (2021 págs. 2-2 y 2-3), se presenta el procedimiento general de evaluación FFS utilizado en esta norma para todos los tipos de defectos y mecanismos de daño. En los ocho pasos siguientes se ofrece una visión general del procedimiento. Las partes restantes de esta Norma utilizan esta metodología de evaluación para un tipo de defecto o mecanismo de daño específico y proporcionan detalles específicos que cubren los pasos 2 a 8 de este procedimiento.

Paso 1 - Identificación del defecto y del mecanismo de daño:

El primer PASO en una evaluación FFS es identificar el tipo de defecto y la causa del daño, véase el apartado 2.1.2. Las prácticas originales de diseño y fabricación, el material de construcción y el historial de servicio y las condiciones ambientales pueden utilizarse para determinar la causa probable del daño. En el anexo 2B se ofrece una visión general de los mecanismos de daño que pueden ayudar a identificar las causas probables del daño. Una vez identificado el tipo de defecto, puede seleccionarse la parte adecuada de esta norma para la evaluación (véanse la tabla 2.1 y la figura 2.1).

Paso 2 - Aplicabilidad y limitaciones de los procedimientos de evaluación de las FFS:

La aplicabilidad y las limitaciones del procedimiento de evaluación se describen en cada parte, y se puede decidir si se procede a una evaluación.

Paso 3 - Datos necesarios:

Los datos necesarios para una evaluación FFS dependen del tipo de defecto o mecanismo de daño que se esté evaluando. Los requisitos de datos pueden incluir datos de diseño del equipo original, información relativa al historial de mantenimiento y funcionamiento, servicio futuro

previsto y datos específicos de la evaluación FFS, como el tamaño del defecto, el estado de tensión en el componente en el lugar del defecto y las propiedades del material. Los requisitos de datos comunes a todos los procedimientos de evaluación FFS se tratan en esta parte. Los requisitos de datos específicos de un mecanismo de daño o tipo de defecto se tratan en la parte que contiene los procedimientos de evaluación correspondientes.

Paso 4 - Técnicas de evaluación y criterios de aceptación:

Las técnicas de evaluación y los criterios de aceptación figuran en cada parte. Si existen varios mecanismos de daño, puede ser necesario utilizar más de una parte para la evaluación.

Paso 5 - Evaluación de la vida útil restante:

Se debe realizar una estimación de la vida útil restante o del tamaño del defecto límite para establecer un intervalo de inspección. La vida útil restante se establece utilizando los procedimientos de evaluación FFS con una estimación de los daños futuros. La vida útil restante puede utilizarse junto con un código de inspección para establecer un intervalo de inspección.

Paso 6 - Remediación:

En cada Parte se proporcionan métodos de reparación basados en el mecanismo de daño o el tipo de defecto. En algunos casos, las técnicas de reparación pueden utilizarse para controlar los daños futuros asociados con el crecimiento del defecto y/o el deterioro del material. el crecimiento del defecto y/o el deterioro del material.

Paso 7 - Monitoreo en servicio:

En cada Parte se proporcionan métodos para la monitorización en servicio basados en el mecanismo de daño o tipo de defecto. El control en servicio puede utilizarse en aquellos casos en los que la vida útil

restante y el intervalo de inspección no puedan establecerse adecuadamente debido a las complejidades asociadas al entorno de servicio.

Paso 8: Documentación:

La documentación debe incluir un registro de toda la información y las decisiones tomadas en cada uno de los PASOS anteriores para calificar el componente para la operación continua. Los requisitos de documentación comunes a todos los procedimientos de evaluación FFS se tratan en esta parte. Los requisitos de documentación específicos de un mecanismo de daño o tipo de defecto se tratan en la parte que contiene los procedimientos de evaluación correspondientes.

2.3.12. Niveles de evaluación

En el ítem 2.4.1 “Niveles de evaluación” de la norma API 579-1/ASME FFS-1 (2021 págs. 2-6 y 2-7) menciona que en cada una de las partes se establecen tres niveles de evaluación que abarcan los procedimientos de evaluación de las FFS. En cada parte se incluye un diagrama lógico para ilustrar cómo se interrelacionan estos niveles de evaluación. En general, cada nivel de evaluación proporciona un equilibrio entre el conservadurismo, la cantidad de información necesaria para la evaluación, la habilidad del personal que realiza la evaluación y la complejidad del análisis que se realiza. El nivel 1 es el más conservador, pero el más fácil de utilizar. Los profesionales suelen pasar secuencialmente de un análisis de nivel 1 a uno de nivel 3 (a menos que las técnicas de evaluación indiquen lo contrario) si el nivel de evaluación actual no proporciona un resultado aceptable o no se puede determinar una línea de actuación clara. A continuación, se ofrece una descripción general de cada nivel de evaluación y su uso previsto.

- Nivel de evaluación 1: Los procedimientos de evaluación incluidos en este nivel tienen por objeto proporcionar criterios de selección

conservadores que puedan utilizarse con una cantidad mínima de información sobre la inspección o los componentes. Una evaluación de nivel 1 puede ser realizada por personal de inspección o de ingeniería de la planta.

- Nivel de evaluación 2: Los procedimientos de evaluación incluidos en este nivel pretenden proporcionar una evaluación más detallada que produzca resultados más precisos que los de una Evaluación de Nivel 1. En una evaluación de nivel 2, se necesita información de inspección como la requerida para una evaluación de nivel 1; sin embargo, en la evaluación se utilizan cálculos más detallados. Las evaluaciones de nivel 2 suelen ser realizadas por ingenieros de planta o especialistas en ingeniería con experiencia y conocimientos en la realización de evaluaciones FFS.
- Nivel de evaluación 3: Los procedimientos de evaluación incluidos en este nivel pretenden proporcionar la evaluación más detallada que produzca resultados más precisos que los de una Evaluación de Nivel 2. En una evaluación de nivel 3 se suele requerir la información más detallada sobre la inspección y los componentes, y el análisis recomendado se basa en técnicas numéricas como el método de los elementos finitos o en técnicas experimentales, si procede. Una evaluación de nivel 3 está destinada principalmente a especialistas en ingeniería con experiencia y conocimientos en la realización de evaluaciones FFS.

2.3.13. Criterios de aceptación del FFS

- Esfuerzo Admisible: En el ítem 2.4.2.1 de la norma API 579-1/ASME FFS-1 nos indica que este criterio de aceptación se basa en el cálculo de las tensiones resultantes de diferentes condiciones de carga, la clasificación y superposición de los resultados de esfuerzos y la comparación de los esfuerzos calculados en una categoría o clase

asignada con un valor de esfuerzo admisible. El valor de esfuerzo admisible suele establecerse como una fracción del esfuerzo de fluencia, tracción o rotura a temperatura ambiente y de servicio, y esta fracción puede asociarse a un margen de diseño. Este método de criterios de aceptación se utiliza actualmente en la mayoría de los códigos de diseño de nuevas construcciones (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021).

- Factor de esfuerzo remanente (RSF): En el ítem 2.4.2.2 de la norma API 579-1/ASME FFS-1, nos indica que se utiliza el concepto de factor de resistencia remanente para definir la aceptabilidad de un componente para un servicio continuado. El factor de resistencia remanente (RSF) se define como:

Fórmula 2.1 Factor de esfuerzo remanente

$$RSF = \frac{L_{DC}}{L_{UC}}$$

Fuente: (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 2-7)

Donde:

L_{DC} : Límite de carga del componente dañado donde comienza la deformación plástica.

L_{UC} : Límite de carga sin daños donde comienza la deformación plástica.

El valor recomendado para el factor de resistencia remanente admisible, RSF_a admisible, es 0,90 para equipos que se encuentran en servicio.

- Diagrama de evaluación de fallos (FAD): En el ítem 2.4.2.3 de la norma API 579-1/ASME FFS-1, nos indica que el enfoque FAD se adoptó porque proporciona un método conveniente, basado en la técnica para proporcionar una medida de la aceptabilidad de un componente con un defecto similar a una grieta cuando el mecanismo de fallo se mide por dos criterios distintos: fractura inestable y carga límite.

Para nuestro trabajo de investigación no se tendrá en cuenta este diagrama al ser utilizado para la valorización de fallas en forma de grietas.

2.4. Definición de términos básicos

Recipiente a presión: Un contenedor diseñado para soportar presión interna o externa. Esta presión puede ser establecida por una fuente externa, por la aplicación de calor desde una fuente directa o indirecta, o por cualquier combinación de estos. Esta definición incluye intercambiadores de calor, enfriadores de aire, generadores de vapor sin fuego (calderas) y otros recipientes de generación de vapor que utilizan el calor de la operación o del proceso u otra fuente de calor indirecto (API 510, 2022 pág. 11).

Inspección externa: Una inspección visual realizada desde el exterior del recipiente a presión para encontrar condiciones que puedan afectar la capacidad del recipiente para mantener la integridad en cuanto a la presión o condiciones que comprometen la integridad de las estructuras de soporte (ej. escaleras, plataformas, soportes) (API 510, 2022 pág. 7).

Inspección interna: Una inspección realizada desde el interior de un recipiente a presión utilizando técnicas visuales y/o NDE (API 510, 2022 pág. 9).

Ensayos: Generalmente se refiere ya sea a las pruebas de presión, sean estas hidrostáticas, neumáticas o una combinación hidrostática/neumática, o a los ensayos mecánicos para determinar datos tales como dureza del material, resistencia y tenacidad. Ensayos, sin embargo, no se refiere a NDE usando técnicas tales como examen por líquidos penetrantes (PT), examen por partículas magnéticas (MT), examen por ultrasonidos (UT), examen radiográfico (RT), etc (API 510, 2022 pág. 14).

Mecanismo de daño: Cualquier tipo de deterioro encontrado en la industria de procesos de refinamiento y químicos que puede dar lugar a discontinuidades/defectos que pueden afectar a la integridad de los recipientes (ej. corrosión, fisuración, erosión, abolladuras y otros impactos

mecánicos, físicos o químicos). Ver API 571 para obtener una lista detallada y descripción de los mecanismos de daño (API 510, 2022 pág. 6).

Defecto: Discontinuidad o discontinuidades que, por su naturaleza o efecto acumulado, hacen que una pieza o producto no pueda cumplir las normas o especificaciones mínimas de aceptación aplicables (por ejemplo, la longitud total de la grieta). El término designa rechazabilidad (API 510, 2022 pág. 6).

Corrosión: el deterioro del metal causado por un ataque químico o electroquímico como resultado de su reacción al medio ambiente (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 1A-1).

Corrosión localizada: Corrosión que en gran medida está confinada a un área limitada de la superficie del metal de un recipiente a presión (API 510, 2022 pág. 9).

Corrosión generalizada: Es la corrosión que se distribuye más o menos uniformemente sobre la superficie de metal, opuesto a la corrosión localizada (API 510, 2022 pág. 7).

Picaduras: Corrosión localizada en forma de cavidad u orificio tal que el diámetro de la superficie de la cavidad es del orden del espesor de la placa (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 1A-7).

Margen de corrosión: Espesor de material adicional disponible para permitir la pérdida de metal durante la vida útil del componente del recipiente (API 510, 2022 pág. 5).

Presión de Diseño: La presión utilizada en el diseño de un componente de presión junto con la temperatura del metal de diseño coincidente, con el propósito de determinar el espesor mínimo permisible o las características

físicas de las diferentes zonas del equipo a presión (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 1A-2).

Presión máxima de trabajo permisible MAWP: Para recipientes a presión, es la presión máxima permitida en la parte superior del recipiente en su posición normal de funcionamiento para una temperatura designada (API 510, 2022 pág. 9).

FCA (Futuro margen de corrosión): margen de corrosión requerido para el futuro período operativo de un componente (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 1A-3).

Evaluación FFS (aptitud para el servicio): Es una metodología mediante la cual se evalúan fallas o daños en un componente para determinar la integridad del componente para una operación continua (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 1A-4).

Espesor requerido: El espesor mínimo sin el margen de corrosión para cada elemento de un recipiente a presión, basados en los cálculos apropiados de diseño y la tensión admisible, considerando cargas de presión, mecánicas y estructurales. Alternativamente, el espesor requerido puede reevaluarse y ser revisado utilizando un análisis de aptitud del servicio de acuerdo con API 579-1 / ASME FFS-1 (API 510, 2022 pág. 12).

Velocidad de corrosión: La velocidad de pérdida de metal por erosión, erosión/corrosión, o las reacciones químicas con el medio, ya sea interno y/o externo (API 510, 2022 pág. 5).

III. HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1. Hipótesis

3.1.1. Hipótesis general

- La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 mejora la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.

3.1.2. Hipótesis específicas

- La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 disminuye el espesor requerido en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.
- La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 aumenta la vida remanente en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.
- La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 aumenta la MAWP en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.

3.2. Operacionalización de variable

3.2.1. Definición conceptual de variables

V.I. NORMA API 579-1/ASME FFS-1

API 579 es una norma que presenta procedimientos normalizados de evaluación de la aptitud para el servicio que proporcionan enfoques consensuados técnicamente sólidos que garantizan la seguridad del personal de la planta y del público mientras los equipos antiguos siguen funcionando; y pueden utilizarse para optimizar las prácticas de mantenimiento y funcionamiento, mantener la disponibilidad y mejorar el rendimiento económico a largo plazo de los equipos de la planta (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021).

V.D. APTITUD DE SERVICIO

Son evaluaciones cuantitativas de ingeniería que se realizan para demostrar la integridad estructural de un componente en servicio, que puede contener una indicación o daño (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021).

3.2.2. Definición operacional de variables

V.I. NORMA API 579-1/ASME FFS-1

API 579 es una norma que nos permite evaluar la aptitud para el servicio y así garantizar la seguridad de la planta y personal mientras el recipiente a presión está en operación. Para ello se identifica el defecto o tipo de daño que presenta el recipiente y así poder seleccionar el mejor método de evaluación para aumentar su disponibilidad.

V.D. APTITUD DE SERVICIO

La aptitud de servicio evalúa la integridad estructural del recipiente y nos indica si un recipiente a presión puede seguir en servicio bajo ciertos parámetros de operación.

3.3. Operacionalización de variables

Tabla 3.1 Tabla de operacionalización de variables

Variable	Definición Conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Índice / Ítems	Método y técnica
Variable Independiente (V.I.) NORMA API 579-1/ASME FFS-1	API 579 es una norma que presenta procedimientos normalizados de evaluación de la aptitud para el servicio que proporcionan enfoques consensuados técnicamente sólidos que garantizan la seguridad del personal de la planta y del público mientras los equipos antiguos siguen funcionando; y pueden utilizarse para optimizar las prácticas de mantenimiento y funcionamiento, mantener la disponibilidad y mejorar el rendimiento económico a largo plazo de los equipos de la planta (API 579, 2021).	API 579 es una norma que nos permite evaluar la aptitud para el servicio y así garantizar la seguridad de la planta y personal mientras el recipiente a presión esta en operación. Para ello se identifica el defecto o tipo de daño que presenta el recipiente y así poder seleccionar el mejor método de evaluación para aumentar su disponibilidad.	Identificación de defecto o daño.	Ensayos NDT (Inspección Visual, Medición de espesores, etc).	Dimensionamiento de áreas afectadas.	
			Evaluación	Parte 4 – Evaluación de pérdida general de metal.	Técnica de evaluación y criterio de aceptación.	
			Disponibilidad	Aumento de disponibilidad	Cálculo de nueva vida útil remanente	
Variable dependiente (V.D.) APTITUD DE SERVICIO	Son evaluaciones cuantitativas de ingeniería que se realizan para demostrar la integridad estructural de un componente en servicio, que puede contener una indicación o daño (API 579, 2021).	La aptitud de servicio evalúa la integridad estructural del recipiente y nos indica si un recipiente a presión puede seguir en servicio bajo ciertos parámetros de operación.	Espesor requerido	<ul style="list-style-type: none"> - Radio Interior - Presión de Diseño - Material de fabricación - Esfuerzo Permisible del Material de fabricación - Eficiencia de Junta 	Uso de fórmulas fisicomatemáticas con el fin de determinar la integridad estructural del recipiente.	Método: Cuantitativo Técnica: Observación y análisis documental
			Vida Remanente	<ul style="list-style-type: none"> - Espesor nominal - Espesor mínimo medido en inspección - Año de fabricación - Año de inspección 		
			MAWP (Máxima Presión de Trabajo Permitida)	<ul style="list-style-type: none"> - Radio Interior - Espesor medido en inspección - Material de fabricación - Esfuerzo Permisible del material de fabricación - Eficiencia de Junta 		

IV.METODOLOGÍA DEL PROYECTO

4.1. Diseño Metodológico

4.1.1. Tipo de investigación

Tipo de investigación Aplicada

La investigación aplicada busca conocer para hacer, actuar, construir y modificar; le preocupa la aplicación inmediata sobre una realidad concreta (Valderrama Mendoza, 2015).

Esta investigación es aplicada porque se usarán conocimientos de ingeniería, códigos de construcción, códigos de inspección, métodos de evaluación de integridad estructural, ensayos no destructivos, etc, para determinar la influencia de la norma API 579-1/ASME FFS-1 en la evaluación de la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.

Enfoque de la investigación Cuantitativo.

Se caracteriza porque usa la recolección y el análisis de los datos para contestar a la formulación del problema de investigación; utiliza, además, los métodos o técnicas estadísticas para contrastar la verdad o falsedad de la hipótesis (Valderrama Mendoza, 2015).

La investigación tiene un enfoque cuantitativo debido a que, mediante un conjunto de evaluaciones y ensayos estructurados, se obtendrán datos que serán evaluados para contrastar nuestra hipótesis y determinar la integridad estructural en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.

Nivel de la investigación Explicativo

Está dirigido a responder por las causas de los eventos y fenómenos físicos o sociales. Se enfoca en explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se manifiesta, o por qué se relacionan dos o más variables (Hernández Sampieri, 2014).

La investigación tiene nivel explicativo debido a que mediante este estudio se busca explicar la influencia de la norma API 579-1/ASME FFS-1 en la evaluación de la Aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.

4.1.2. Diseño de investigación

Diseño de la investigación Experimental

Los diseños experimentales se utilizan cuando el investigador pretende establecer el posible efecto de una causa que se manipula (Hernández Sampieri, 2014).

La investigación tiene un diseño experimental debido que al manipular nuestra variable independiente que es la aplicación de la norma API 579, vamos a poder identificar y describir de qué modo influye en la evaluación de la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.

Alcance temporal Transversal

Su propósito es describir variables y analizar su incidencia e interrelación en un momento dado. Es como “tomar una fotografía” de algo que sucede (Hernández Sampieri, 2014).

La investigación tiene un alcance temporal transversal debido a que se busca explicar la influencia de la norma API 579 en la evaluación de la

aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en el momento que se realiza la inspección de los recipientes y los ensayos END.

4.2. Método de investigación

El método hipotético-deductivo es aquel procedimiento investigativo que inicia con la observación de un hecho o problema, permitiendo la formulación de una hipótesis que explique provisionalmente dicho problema, la misma que mediante procesos de deducción, determina las consecuencias básicas de la propia hipótesis, para de esta forma someterla a verificación refutando o ratificando el pronunciamiento hipotético inicial (Alan Neill, y otros, 2017).

El método de investigación es hipotético-deductivo debido a que se formuló una hipótesis con respecto a la influencia de la norma API 579 en la evaluación de la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal, la cual vamos a ratificar con la evaluación exhaustiva de un grupo de recipientes.

4.3. Población y muestra

Población es el conjunto de todos los casos que concuerdan con determinadas especificaciones (Hernández Sampieri, 2014).

La muestra es, en esencia, un subgrupo de la población. Digamos que es un subconjunto de elementos que pertenecen a ese conjunto definido en sus características al que llamamos población (Hernández Sampieri, 2014). Para este estudio la población será constituida por 140 recipientes estacionarios de GLP (42 recipientes con capacidad de 250 gal (USA), 42 recipientes con capacidad de 500 gal (USA) y 56 recipientes con capacidad de 1000 gal (USA) inspeccionados por Marconsult Certificaciones S.A.C. dentro del periodo de enero a noviembre del 2023.

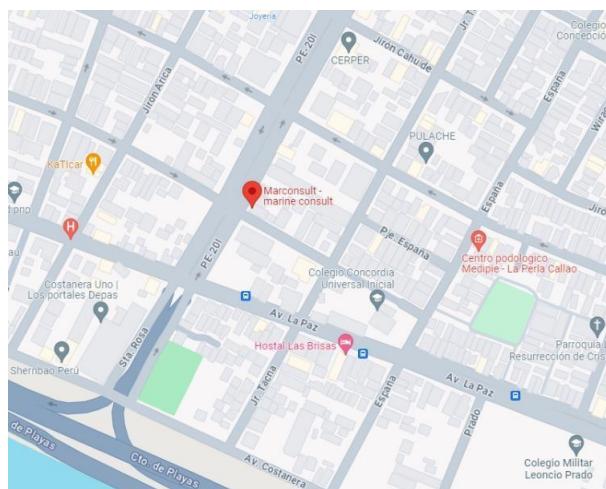
En nuestro caso la muestra es un tanque para cada grupo según la capacidad del fabricante Trinity Industries, Inc. (250 gal (USA), 500 gal

(USA) y 1000 gal (USA)) de todo el conjunto de recipientes a presión estacionarios de GLP inspeccionados y afectados por la pérdida de metal.

4.4. Lugar de estudio

La aplicación de la norma API 579-1/ASME FFS-1 para la evaluación de la aptitud de servicio de los recipientes inspeccionados por Marconsult Certificaciones S.A.C. en la ciudad de Lima, se realizó en las oficinas de Marconsult Certificaciones S.A.C. ubicada en la Av. La Perla 979, Callao - Perú.

Figura 4.1 Ubicación geográfica del lugar de estudio



Fuente: Google Maps

Figura 4.2 Vista panorámica oficinas de la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.



Fuente: Google Maps

4.5. Técnicas e instrumentos para la recolección de la información

La observación es una técnica de recolección de datos que permite acumular y sistematizar información sobre el objeto de investigación que tiene relación con el problema de investigación. La observación permite obtener de datos próximos a como está funcionando el objeto de investigación en el presente (Espinoza Montes, 2010).

Para la recolección de los datos se utilizó la técnica de la observación, debido a que fue necesario inspeccionar y aplicar ensayos END que nos permitieran recabar la información necesaria para determinar integridad mecánica de recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal.

Para la observación de campo se utiliza los instrumentos:

1. Herramientas de medición (Flexómetro, cinta métrica, medidor de espesores, etc) para conocer las dimensiones actuales del recipiente.
2. Ficha de recolección de datos para poder registrar las observaciones visuales y dimensiones verificadas mediante ensayos END.
3. Cámara fotográfica para poder tener un registro visual de las condiciones actuales del recipiente.

La técnica documental permite la recopilación de evidencias para demostrar las hipótesis de investigación. Está formada por documentos de diferente tipo: revistas, memorias, actas, registros, datos e información estadísticas y cualquier documento de instituciones y empresas que registran datos de su funcionamiento (Espinoza Montes, 2010).

También se usó la técnica de análisis documental, debido a que se requiere información adicional que no puede ser contrastada en la observación directa, como material de fabricación de recipiente, ensayos a los que fue sometido previamente, instrumentación presente en el recipiente, etc.

Para la técnica documental se utiliza los instrumentos:

1. Data Report.
2. Certificados de conformidad de fabricación.
3. Certificados de inspección anteriores.

4. Informes de mantenimiento.

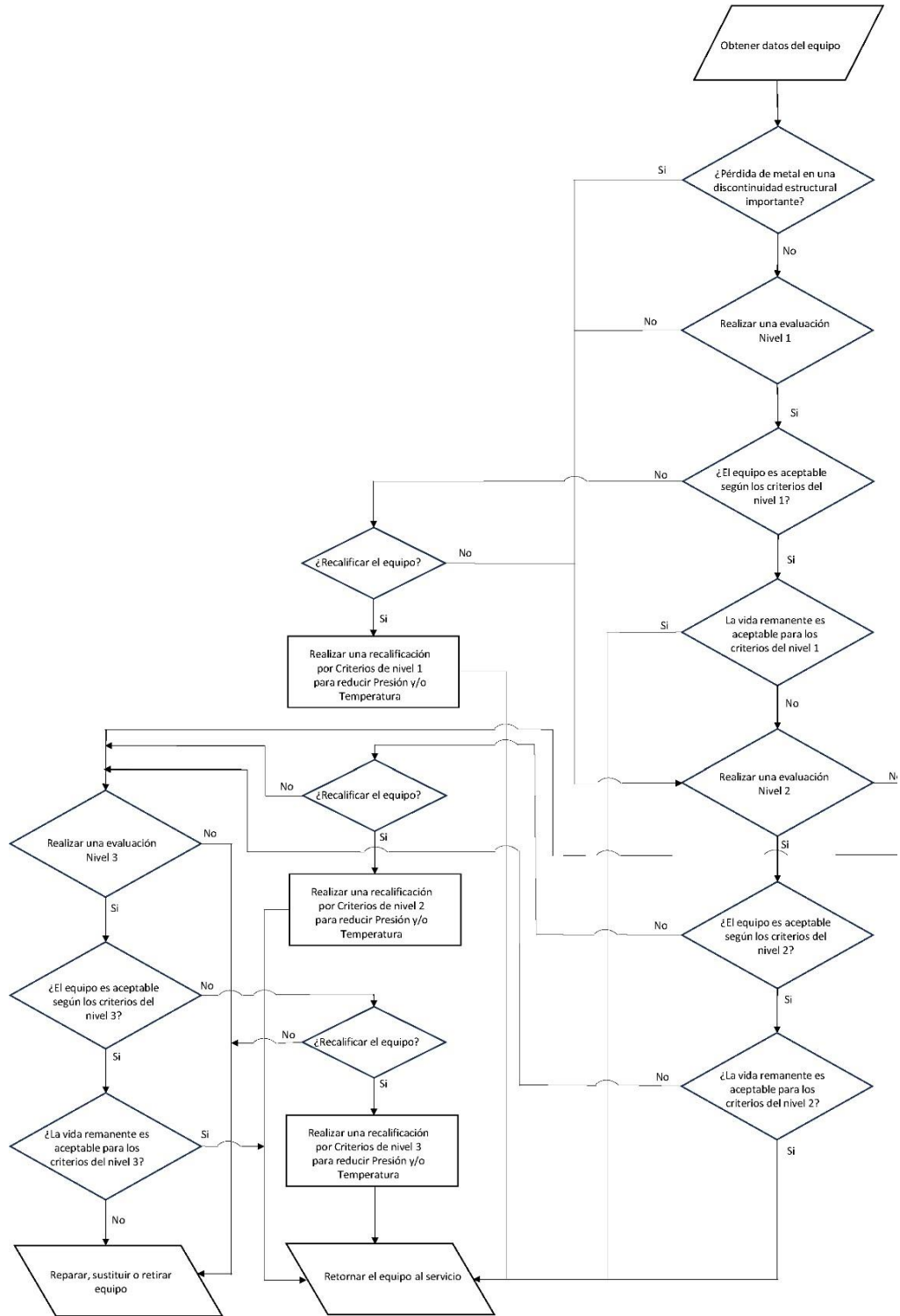
4.6. Análisis y procesamiento de datos

Para la aplicación de la norma API 579-1/ASME FFS-1 se realizó un trabajo en conjunto con la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C. (Organismo de Inspección acreditado por INACAL) que permitió poder inspeccionar los recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal bajo el código API 510 para evaluar el estado actual de los recipientes a presión de GLP y poder dar conformidad al ente regulador y fiscalizador en el Perú (OSINERGMIN).

De todos los recipientes inspeccionados de enero a noviembre del 2023, se seleccionó una muestra de recipientes a presión estacionarios de GLP. De la recopilación de datos de las inspecciones de recipientes a presión estacionarios de GLP durante el periodo mencionado en la región de Lima, los recipientes se subdividen en 3 grandes grupos según su capacidad, 1000 galones (USA), 500 galones (USA) y 250 galones (USA), identificándose la pérdida general de metal en los cuerpos como el determinante mecanismo de daño que afecta a los recipientes inspeccionados. Debido a que las dimensiones y parámetros de diseño es similar para cada grupo de recipientes (1000, 500 y 250 galones), se seleccionó un recipiente por cada grupo para someterlos a una evaluación FFS acorde a la Parte 4 de la norma API 579-1/ ASME FFS-1. A continuación, se muestra los datos de placa de identificación de los 3 recipientes seleccionados a evaluar:

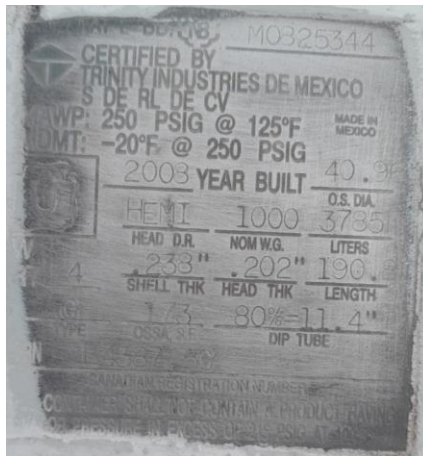
Procedimientos de evaluación de pérdidas generales de metales

Figura 4.3 Resumen de los procedimientos de evaluación de un componente con pérdida general de metal



Fuente: (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 4-28)

Figura 4.4 Placa de identificación del recipiente M0825344



Nota: Placa de identificación de recipiente ubicado en Huaral, Huaral – Lima.

Figura 4.5 Placa de identificación del recipiente M1003189



Nota: Placa de identificación de recipiente ubicado en San Isidro, Lima – Lima.

Figura 4.6 Placa de identificación del recipiente M0712025



Nota: Placa de identificación de recipiente ubicado en Huaral, Huaral – Lima.

Tabla 4.1 Datos declarados en placa de identificación de recipientes inspeccionados

N° de Serie	M0825344	M1003189	M0712025
Fabricante	Trinity Industries de México S de RL de CV	Trinity Industries de México S de RL de CV	Trinity Industries de México S de RL de CV
Máxima Presión Admisible (MAWP)	250 PSI @ 125 °F.	250 PSI @ 125 °F.	250 PSI @ 125 °F.
Mínima Temperatura de Diseño (MDMT)	- 20 °F @ 250 PSI.	- 20 °F @ 250 PSI.	- 20 °F @ 250 PSI.
Año de fabricación	2008	2010	2007
Diámetro exterior	40.96" (1040 mm)	37.42" (950 mm)	31.5 (800 mm)
Tipo de cabezal	Hemi	Hemi	Hemi
Capacidad	1000 gal (USA)	500 gal (USA)	250 gal (USA)
Alcance radiográfico	RT-4	RT-4	RT-4
Espesor nominal cuerpo	0.238" (6.05 mm)	0.218" (5.54 mm)	0.183" (4.65 mm)
Espesor nominal cabezal	0.202" (5.13 mm)	0.185" (4.70 mm)	0.156" (3.96 mm)
Longitud total	190.81" (4847 mm)	118" (2997 mm)	86.5" (2197 mm)

Tabla 4.2 Datos verificados en campo de recipientes inspeccionados

No de Serie	M0825344	M1003189	M0712025
Fabricante	Trinity Industries de México S de RL de CV	Trinity Industries de México S de RL de CV	Trinity Industries de México S de RL de CV
Servicio	Almacenamiento de GLP	Almacenamiento de GLP	Almacenamiento de GLP
Capacidad	1000 gal (USA)	500 gal (USA)	250 gal (USA)
Año de fabricación	2008	2010	2007
Cabezales	Semiesféricos	Semiesféricos	Semiesféricos
Material Cuerpo (*)	SA-455	SA-455	SA-455
Material Cabezales (*)	SA-285C	SA-285C	SA-285C
Espesor cuerpo (mínimo)	5.95 mm	5.44 mm	4.57 mm
Espesor cabezal (mínimo)	5.26 mm	4.74 mm	3.92 mm
Espesor cuerpo (promedio mínimo)	6.01 mm	5.47 mm	4.62 mm
Espesor cabezal (promedio mínimo)	5.59 mm	4.96 mm	4.17 mm
Diámetro exterior	1041 mm	952 mm	801 mm
Diámetro interno	1028.85 mm	940.81 mm	791.30 mm
Radio interno	514.43 mm	470.41 mm	395.65 mm

Nota: (*) Información verificada del documento de Data Report del recipiente como documentación histórica del recipiente a presión.

Previamente a la evaluación de los recipientes por la norma API 579-1/ ASME FFS-1, se realiza una contrastación de los espesores medidos con los requerimientos mínimos según el código API 510.

Según el código API 510, el ítem 4.2.5 “Determinación del espesor requerido” nos indica que el espesor requerido se basará en consideraciones de presión, mecánicas y estructurales, utilizando las fórmulas de diseño apropiadas y la tensión admisible del código (2022 p. 47).

Según la Data Report de los recipientes inspeccionados, nos indica que estos fueron fabricados bajo la norma ASME BPVC 2021 Section VIII div.1. Según la norma ASME BPVC 2021 Section VIII div.1, la Subsection A, parte UG-27 “Espesor de los cuerpos bajo presión interna”, el espesor mínimo admisible de los cuerpos será el mayor espesor calculado según el esfuerzo circunferencial y el esfuerzo longitudinal (2021 pp. 20-21).

Fórmula 4.1 Espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial según ASME BPVC 2021 Section VIII Div.1

$$t = \frac{P * R}{S * E - 0.6 * P}$$

Fuente: (ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII. Division 1, 2021 p. 21)

Fórmula 4.2 Espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo longitudinal según ASME BPVC 2021 Section VIII Div.1

$$t = \frac{P * R}{2 * S + 0.4 * P}$$

Fuente: (ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII. Division 1, 2021 p. 21)

Donde:

E: eficiencia de junta.

P: Presión interna de diseño (PSI).

R: Radio interior (mm).

S: Valor máximo de esfuerzo admisible (PSI).

t: espesor mínimo requerido (mm).

Según la norma ASME BPVC 2021 Section VIII div.1, la Subsection A, parte UG-32 “cabezas formadas, y secciones, presión en el lado cóncavo”, el espesor requerido de los cabezales semiesféricos puede ser calculados según la siguiente formula (2021 págs. 30-31).

Fórmula 4.3 Espesor mínimo requerido de cabezales semiesféricos según ASME BPVC 2021 Section VIII Div.1

$$t = \frac{P * L}{2 * S * E - 0.2 * P}$$

Fuente: (ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII. Division 1, 2021 pág. 31)

Donde:

E: eficiencia de junta

P: Presión interna de diseño (PSI).

L: Radio interior esférico (mm).

S: Valor máximo de esfuerzo admisible (PSI).

t: espesor mínimo requerido (mm).

Para los recipientes evaluados, la eficiencia de junta (E) tiene un valor de 1 según lo verificado en Data Report. Además, la presión interna de diseño (250 PSI), los materiales de cada elemento y los valores de los radios internos se encuentran plasmados en las tablas 4.1 y 4.2 del presente trabajo de investigación.

De acorde al código ASME de calderas y recipientes a presión Sección II Parte D. Materiales, se identifica el esfuerzo permisible de los elementos evaluados (cuerpos y cabezales). El material de los cuerpos de los recipientes inspeccionados es un acero al carbono SA-455 y el material de los cabezales de los recipientes inspeccionados es un acero al carbono SA-285C. Por lo tanto, el esfuerzo permisible de los cuerpos es 21400 PSI según la Figura 4.7 y Figura 4.8. Además, el esfuerzo permisible de los cabezales es 15700 PSI según la Figura 4.9 y Figura 4.10.

Figura 4.7 Valores máximos de tensión admisible para materiales ferrosos acorde al código ASME Sección II Parte D Materiales. (SA-455)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy		Size/Thickness, in.	P-No.	Group No.
					Desig./ UNS No.	Class/ Condition/ Temper			
1	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CB70	K03101	1	2
2	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CC70	K02700	1	2
3	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B70	K03101	1	2
4	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C70	K02700	1	2
5	Carbon steel	Plate	SA/JIS G3118	SGV480	1	2
6	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	C	K03501	1	2
7	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	D	1	2
8	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	D	1	2
9	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	D	1	2
10	Carbon steel	Smls. tube	SA-210	C	K03501	1	2
11	Carbon steel	Castings	SA-216	WCC	J02503	1	2
12	Carbon steel	Smls. & wld. fittings	SA-234	WPC	K03501	1	2
13	Carbon steel	Castings	SA-352	LCC	J02505	1	2
14	Carbon steel	Castings	SA-487	16	...	A	...	1	2
15	Carbon steel	Plate	SA-537	...	K12437	3	4 < t ≤ 6	1	3
16	Carbon steel	Smls. tube	SA-556	C2	K03006	1	2
17	Carbon steel	Wld. tube	SA-557	C2	K03505	1	2
18	Carbon steel	Cast pipe	SA-660	WCC	J02505	1	2
19	Carbon steel	Bar	SA-696	C	K03200	1	2
20	Carbon steel	Sheet	SA-414	F	K03102	1	2
21	Carbon steel	Plate	SA-662	C	K02007	1	2
22	Carbon steel	Plate	SA-537	...	K12437	2	4 < t ≤ 6	1	3
23	Carbon steel	Plate	SA-738	C	K02008	...	4 < t ≤ 6	1	3
24	Carbon steel	Plate	SA-537	...	K12437	1	≤ 2 1/2	1	2
25	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CD70	K12437	...	≤ 2 1/2	1	2
26	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	D70	K12437	...	≤ 2 1/2	1	2
27	Carbon steel	Wld. pipe	SA-691	CMSH-70	K12437	...	≤ 2 1/2	1	2
28	Carbon steel	Plate	SA-841	A	...	1	≤ 4	1	2
29	Carbon steel	Plate, sheet, bar	SA-572	55	t ≤ 2
30	Carbon steel	Round bar	SA-572	55	t ≤ 3 1/2
31	Carbon steel	Sheet, strip	SA-1011	55	HSLAS	1
32	Carbon steel	Sheet, strip	SA-1011	60	HSLAS	2
33	Carbon steel	Forgings	SA/EN 10222-2	P305GH	...	NT	1.4 < t ≤ 6.3	1	2
34	Carbon steel	Forgings	SA/EN 10222-2	P305GH	...	Normalized	t ≤ 1.4	1	2
35	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	2 1/4 < t ≤ 4	1	2
36	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P355GH	2.5 < t ≤ 4	1	2
37	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	1.5 < t ≤ 2 1/4	1	2
38	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	5/8 < t ≤ 1.5	1	2
39	Carbon steel	Plate	SA-455	...	K03300	...	3/8 < t ≤ 0.58	1	2
40	Carbon steel	Forgings	SA/EN 10222-2	P305GH	...	QT	t ≤ 2.8	1	2
41	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	1/8 ≤ t ≤ 5/8	1	2
42	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P355GH	≤ 2.5	1	2
43	Carbon steel	Forgings	SA-266	3	K05001	1	2
44	Carbon steel	Plate	SA-455	...	K03300	...	≤ 3/8	1	2
45	Carbon steel	Plate	SA-299	A	K02803	...	> 1	1	2

Fuente: (ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, 2021 pág. 24)

Figura 4.8 Valores máximos de tensión admisible para materiales ferrosos acorde al código ASME Sección II Parte D Materiales. (SA-455).

Line No.	Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding													
	100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900
1	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
2	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
3	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
4	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
5	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1	14.8	12.0	9.3	...
6	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
7	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
8	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0	9.3	5.7
9	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	16.8	15.5	12.6	10.2	7.9	5.7
10	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
11	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
12	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0
13	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3
14	20.0	...	19.9	...	18.8	18.1	17.9	17.9	17.9	17.9
15	20.0	20.0	20.0	...	19.7	19.5	18.9	18.0	17.6	17.2
16	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0
17	17.0	17.0	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	16.8	15.5	12.6	10.2	7.9	5.7
18	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
19	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3
20	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
21	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	18.3
22	20.0	...	20.0	...	19.7	19.5	19.5	19.5	19.5	18.3
23	20.0	...	20.0	...	19.7	19.5	19.5	19.5	19.5
24	20.0	...	20.0	...	19.7	19.5	19.5	19.5	19.5	18.3
25	20.0	...	20.0	...	19.7	19.5	19.5	19.5	19.5	18.3
26	20.0	...	20.0	...	19.7	19.5	19.5	19.5	19.5	18.3
27	20.0	...	20.0	...	19.7	19.5	19.5	19.5	19.5	18.3
28	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
29	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
30	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
31	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
32	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
33	20.3	...	20.3	...	20.3	20.3	20.3	20.3	19.9	19.2	14.8	12.0	9.3	6.7
34	20.3	...	20.3	...	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.0	14.8	12.0	9.3	6.7
35	20.3	...	20.3	...	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	18.3	14.8	12.0
36	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
37	20.3	...	20.3	...	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	18.3	14.8	12.0
38	20.7	...	20.7	...	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	18.3	14.8	12.0
39	20.9	20.9	20.9	...	20.9	20.9	20.1	18.9	18.3
40	21.1	...	21.1	...	21.1	21.1	21.1	21.0	20.3	19.6	14.8	12.0	9.3	6.7
41	21.1	...	21.1	...	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	18.3	14.8	12.0
42	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
43	21.4	21.4	21.4	...	21.4	21.4	20.4	19.2	18.5	17.9	15.7	12.6	9.3	6.7
44	21.4	21.4	21.4	...	21.4	21.4	20.6	19.4	18.8
45	21.4	21.4	21.4	...	21.4	21.4	21.4	20.4	19.8	19.1	15.7	12.6	9.3	6.7

Fuente: (ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, 2021 pág. 26)

Figura 4.9 Valores máximos de tensión admisible para materiales ferrosos acorde al código ASME Sección II Parte D Materiales. (SA-285C)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy			P-No.	Group No.
					Desig./ UNS No.	Class/ Condition/ Temper	Size/Thickness, in.		
1	Carbon steel	Bar	SA-675	55	1	1
2	Carbon steel	Wld. pipe	SA-134	A283C	K02401	1	1
3	Carbon steel	Plate	SA-283	C	K02401	1	1
4	Carbon steel	Plate	SA-285	C	K02801	1	1
5	Carbon steel	Smks. & wld. pipe	SA-333	1	K03008	1	1
6	Carbon steel	Smks. & wld. tube	SA-334	1	K03008	1	1
7	Carbon steel	Wld. tube	SA-334	1	K03008	1	1
8	Carbon steel	Plate	SA-516	55	K01800	1	1
9	Carbon steel	Smks. pipe	SA-524	II	K02104	1	1
10	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CA55	K02801	1	1
11	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CE55	K02202	1	1
12	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	A55	K02801	1	1
13	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B55	K02001	1	1
14	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C55	K01800	1	1
15	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	E55	K02202	1	1
16	Carbon steel	Sheet	SA-414	C	K02503	1	1
17	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-3	P275NH	≤2 3/4	1	1
18	Carbon steel	Bar	SA-36	...	K02600	1	1
19	Carbon steel	Plate, sheet	SA-36	...	K02600	1	1
20	Carbon steel	Plate, sheet	SA-662	A	K01701	1	1
21	Carbon steel	Sheet, strip	SA-1011	36	SS	Type 2	t ≤ 0.23
22	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250A	t > 1 1/2	1	1
23	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250BR	t > 1 1/2	1	1
24	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250BO	t ≤ 3/4	1	1
25	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250C	t > 1 1/2	1	1
26	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250A	3/4 < t ≤ 1 1/2	1	1
27	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250BR	3/4 < t ≤ 1 1/2	1	1
28	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250BO	3/4 < t ≤ 1 1/2	1	1
29	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250C	3/4 < t ≤ 1 1/2	1	1
30	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P265GH	≤2 3/4	1	1
31	Carbon steel	Smks. tube	SA/EN 10216-2	P265GH	1 7/8 < t ≤ 2 1/2	1	1
32	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250A	t ≤ 3/4	1	1
33	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250BR	t ≤ 3/4	1	1
34	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250BO	t > 1 1/2	1	1
35	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA/IS 2062	E250C	t ≤ 3/4	1	1
36	Carbon steel	Smks. tube	SA/EN 10216-2	P265GH	5/8 < t ≤ 1 7/8	1	1
37	Carbon steel	Smks. tube	SA/EN 10216-2	P265GH	t ≤ 5/8	1	1
38	Carbon steel	Forgings	SA-181	...	K03502	60	...	1	1
39	Carbon steel	Castings	SA-216	WCA	J02502	1	1
40	Carbon steel	Forgings	SA-266	1	K03506	1	1
41	Carbon steel	Forgings	SA-350	LF1	K03009	1	...	1	1
42	Carbon steel	Castings	SA-352	LCA	J02504	1	1
43	Carbon steel	Cast pipe	SA-660	WCA	J02504	1	1
44	Carbon steel	Bar	SA-675	60	1	1
45	Carbon steel	Bar	SA-675	60	1	1

Fuente: (ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, 2021 pág. 12)

Figura 4.10 Valores máximos de tensión admisible para materiales ferrosos acorde al código ASME Sección II Parte D Materiales. (SA-285C).

Line No	Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding													
	100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900
1	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	14.9	14.1	13.6
2	15.7	...	15.7	...	15.7
3	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8
4	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
5	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
6	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
7	13.4	13.4	13.4	...	13.4	13.4	13.4	13.0	12.6
8	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
9	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
10	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
11	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
12	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
13	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
14	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
15	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
16	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
17	16.2	16.2	16.2	...	16.2	16.2
18	16.6	16.6	16.6	...	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
19	16.6	...	16.6	...	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	15.6
20	16.6	16.6	16.6	...	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	15.6
21	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6
22	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	16.5
23	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	16.5
24	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
25	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	16.5
26	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
27	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
28	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
29	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
30	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	15.6
31	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	13.0	10.8	8.7	5.9
32	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
33	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
34	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	16.5
35	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
36	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	13.0	10.8	8.7	5.9
37	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	13.0	10.8	8.7	5.9
38	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
39	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
40	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
41	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
42	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
43	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
44	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	...
45	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9

Fuente: (ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, 2021 pág. 12)

Procedemos a realizar los cálculos de los espesores requeridos para cada recipiente evaluado.

- Para el recipiente M0825344 con capacidad de 1000 gal (USA):

El espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial.

$$t = \frac{250 * 514.43}{21400 * 1 - 0.6 * 250} = 6.05 \text{ mm}$$

El espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo longitudinal.

$$t = \frac{250 * 514.43}{2 * 21400 * 1 + 0.4 * 250} = 3.00 \text{ mm}$$

El espesor mínimo requerido por esfuerzo circunferencial es mayor al espesor mínimo requerido por esfuerzo longitudinal, por lo tanto, el espesor requerido para el cuerpo es 6.05 mm.

El espesor mínimo requerido de cabezales semiesféricos.

$$t = \frac{250 * 514.43}{2 * 15700 * 1 - 0.2 * 250} = 4.10 \text{ mm}$$

El espesor mínimo requerido de cabezales semiesféricos es 4.10 mm.

- Para el recipiente M1003189 con capacidad de 500 gal (USA):

El espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo longitudinal.

$$t = \frac{250 * 470.41}{21400 * 1 - 0.6 * 250} = 5.53 \text{ mm}$$

El espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial.

$$t = \frac{250 * 470.41}{2 * 21400 * 1 + 0.4 * 250} = 2.74 \text{ mm}$$

El espesor mínimo requerido por esfuerzo circunferencial es mayor al espesor mínimo requerido por esfuerzo longitudinal, por lo tanto, el espesor requerido para el cuerpo es 5.53 mm.

El espesor mínimo requerido de cabezales semiesféricos.

$$t = \frac{250 * 470.41}{2 * 15700 * 1 - 0.2 * 250} = 3.75 \text{ mm}$$

El espesor mínimo requerido de cabezales semiesféricos es 3.75 mm.

- Para el recipiente M0712025 con capacidad de 250 gal (USA):

El espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo longitudinal.

$$t = \frac{250 * 395.65}{21400 * 1 - 0.6 * 250} = 4.65 \text{ mm}$$

El espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial.

$$t = \frac{250 * 395.65}{2 * 21400 * 1 + 0.4 * 250} = 2.31 \text{ mm}$$

El espesor mínimo requerido por esfuerzo circunferencial es mayor al espesor mínimo requerido por esfuerzo longitudinal, por lo tanto, el espesor requerido para el cuerpo es 4.65 mm.

El espesor mínimo requerido de cabezales semiesféricos.

$$t = \frac{250 * 395.65}{2 * 15700 * 1 - 0.2 * 250} = 3.16 \text{ mm}$$

El espesor mínimo requerido de cabezales semiesféricos es 3.16 mm.

Procedemos con la contrastación de los espesores medidos con los requerimientos mínimos según el código API 510, donde el espesor mínimo medido debe ser mayor al espesor mínimo requerido.

Tabla 4.3 Requerimientos mínimos de espesores según el código API 510 para recipientes evaluados

N° de Serie	M0825344	M1003189	M0712025
Espesor cuerpo (mínimo)	5.95 mm	5.44 mm	4.57 mm
Espesor cabezal (mínimo)	5.26 mm	4.74 mm	3.92 mm
Espesor requerido cuerpo	6.05 mm	5.53 mm	4.65 mm
Espesor requerido cabezal	4.10 mm	3.75 mm	3.16 mm
Estado	Cuerpo: No cumple Cabezal: Cumple	Cuerpo: No cumple Cabezal: Cumple	Cuerpo: No cumple Cabezal: Cumple

De la tabla 4.3 del presente trabajo de investigación, podemos concluir que los cuerpos de los 3 recipientes evaluados fueron muy afectados por la pérdida general de metal y no cumplen con los requerimientos mínimos según el código API 510. Por lo tanto, los cuerpos requieren una evaluación de su integridad mecánica acorde a la Parte 4 de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 para evaluar su integridad mecánica y definir su continuidad en servicio.

Aplicabilidad y limitaciones del procedimiento

Para realizar la evaluación acorde a la Parte 4 de la norma API 579-1/ ASME FFS-1, el ítem 4.2.4 “Limitación basada en temperatura” nos indica que los procedimientos de evaluación sólo se aplican a componentes que no están operando en el rango de fluencia (2021 págs. 4-2).

Según la Figura 4.6, el material de los cuerpos es el acero al carbono SA 455, el cual cuenta con una fuerza de tensión (UTS) es 75 Ksi.

Figura 4.11 Cuadro de fuerza de tensión para materiales ferrosos acorde al código ASME Sección II Parte D Materiales

Table U (Cont'd)
Tensile Strength Values, S_{ut} , for Ferrous and Nonferrous Materials

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy Desig./UNS No.	Class/Condition/ Temper	Size/Thickness, in.	Min. Tensile Strength, ksi
Ferrous Materials (Cont'd)								
1	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	$\frac{5}{8} < t \leq 1.5$	72.5
2	Carbon steel	Plate	SA-455	...	K03300	...	$\frac{7}{8} < t \leq \frac{5}{8}$	73
3	Carbon steel	Forgings	SA/EN 10222-2	P305GH	...	QT	$t \leq 2.8$	74
4	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P355GH	≤ 2.5	74
5	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	$\frac{1}{8} \leq t \leq \frac{5}{8}$	74
6	Carbon steel	Plate	SA/EN 10025-2	S355J2+N	$t < 0.12$	74
7	Carbon steel	Forgings	SA-266	3	K05001	75
8	Carbon steel	Plate	SA-455	...	K03300	...	$\leq \frac{7}{8}$	75
9	Carbon steel	Plate	SA-299	A	K02803	...	> 1	75
10	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CK75	K02803	...	> 1	75

Fuente: (ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, 2021 pág. 584)

La presente tabla 4.3 de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 nos indica que la temperatura de diseño debe ser menor o igual que el valor 371°C (700°F) (2021 págs. 4-2).

Tabla 4.4 Límite de temperatura utilizado para definir el intervalo de fluencia

Material	Temperature Limit
Carbon Steel (UTS ≤ 414MPa (60 ksi))	343°C (650°F)
Carbon Steel (UTS > 414MPa (60 ksi))	371°C (700°F)
Carbon Steel – Graphitized	371°C (700°F)
C-1/2Mo	399°C (750°F)
1-1/4Cr-1/2Mo – Normalized & Tempered	427°C (800°F)
1-1/4Cr-1/2Mo – Annealed	427°C (800°F)
2-1/4Cr-1Mo – Normalized & Tempered	427°C (800°F)
2-1/4Cr-1Mo – Annealed	427°C (800°F)
2-1/4Cr-1Mo – Quenched & Tempered	427°C (800°F)
2-1/4Cr-1Mo – V	441°C (825°F)
3Cr-1Mo-V	441°C (825°F)
5Cr-1/2Mo	427°C (800°F)
7Cr-1/2Mo	427°C (800°F)
9Cr-1Mo	427°C (800°F)
9Cr-1Mo – V	454°C (850°F)
12 Cr	482°C (900°F)
AISI Type 304 & 304H	510°C (950°F)
AISI Type 316 & 316H	538°C (1000°F)
AISI Type 321	538°C (1000°F)
AISI Type 321H	538°C (1000°F)
AISI Type 347	538°C (1000°F)
AISI Type 347H	538°C (1000°F)
Alloy 800	565°C (1050°F)
Alloy 800H	565°C (1050°F)
Alloy 800HT	565°C (1050°F)
HK-40	649°C (1200°F)

Fuente: (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 4-19)

Según la tabla 4.1 del presente trabajo de investigación, la mínima temperatura de diseño (MDMT) es de - 20 °F @ 250 PSI por lo que los componentes no están operando en el rango de fluencia y cumple con lo establecido.

Según la norma API 579-1/ ASME FFS-1, dentro el ítem 4.2.5 “Definición de tipos de componentes” se cita a la siguiente tabla 4.4, la cual nos definen los diferentes tipos componentes que existen de los cuales podemos encontrar tipo A, tipo B clase 1, tipo B clase 2 y tipo C (2021 págs. 4-2).

Tabla 4.5 Definiciones de los tipos de componentes

Tipo de componente	Definición	Ejemplos
Tipo A	Un componente que tiene una fórmula de diseño que relaciona específicamente la presión (o la altura de llenado de líquido en el caso de depósitos) y las cargas suplementarias, según aplicables, con el espesor de pared requerido, y las cargas suplementarias en combinación con presión no determinan el espesor de pared requerido, es decir, el espesor requerido se basa se basa únicamente en la presión.	<ul style="list-style-type: none"> - Secciones de cascos cilíndricos y cónicos de recipientes a presión con dimensiones que cumplan los criterios de las figuras 4.3 y 4.4. - Recipientes a presión esféricos y esferas de almacenamiento. - Cabezas conformadas esféricas, elípticas y toriesféricas. - Secciones rectas de sistemas de tuberías y codos o curvas de tuberías que no tengan accesorios estructurales que satisfagan los criterios de temperatura de la figura 4.5. criterios de temperatura de la figura 4.5. - Carcasa cilíndrica de tanques de almacenamiento atmosférico cursos.
Tipo B clase 1	Los componentes tienen la misma geometría y condiciones de carga descritas anteriormente para Tipo A, pero no se clasifican como componentes porque las cargas suplementarias en combinación con la presión pueden regir el espesor de pared requerido.	<ul style="list-style-type: none"> - Secciones cilíndricas y cónicas de recipientes a presión que no estén clasificadas como componentes de Tipo A de acuerdo con los criterios anteriores. - Sistemas de tuberías (ver párrafo 4.4.3.3(a)(3)) que no estén clasificados como componentes de Tipo A de acuerdo con los criterios anteriores.
Tipo B clase 2	Los componentes no tienen una fórmula de diseño que relacione específicamente la presión (o la altura de llenado de líquido para los tanques) y/u otras cargas, según corresponda, con un espesor de pared requerido. Estos componentes tienen un procedimiento de diseño de código para determinar una configuración aceptable. Los componentes de Tipo B, Clase 2, suelen existir en una discontinuidad estructural importante e implican el cumplimiento de un requisito de refuerzo local (por ejemplo, el área de refuerzo de la boquilla), o necesitan el cálculo de un nivel de esfuerzo basado en una condición de carga, geometría y configuración de espesor determinadas (por ejemplo, diseño de bridas). Estas reglas suelen dar lugar a un componente cuyo espesor depende del de otro componente. Las reglas de diseño de este tipo tienen interdependencia de espesores, y la definición de un espesor mínimo para un componente es ambigua.	<ul style="list-style-type: none"> - Boquillas de recipientes a presión, boquillas de tanques y conexiones de ramales de tuberías. - La zona de refuerzo de las transiciones. - Bridas. - Uniones de cilindro a cabeza plana. - Uniones integrales de placas tubulares.
Tipo C	Un componente que no tiene una fórmula de diseño que relacione específicamente la presión (o la altura de llenado de líquido para depósitos) y/u otras cargas, según proceda, a un espesor de pared requerido. Además, estos componentes no disponen de un procedimiento de diseño codificado para determinar las tensiones locales.	<ul style="list-style-type: none"> - Uniones de la cabeza del recipiente a presión con el casco. Sin embargo, el lado del cilindro de las uniones entre cilindros y la cabeza elíptica 2:1 pueden tratarse como componentes de Tipo A en las evaluaciones de pérdidas de metal (Parte 4, Parte 5 y Parte 6) cuando el espesor requerido de los componentes se rija exclusivamente por la presión interna. Cuando se cumpla esta condición, la unión de la culata con el armazón estará exenta de ser considerada como una discontinuidad estructural importante para las evaluaciones de pérdidas de metal en el lado del cilindro de la unión. - Anillos de refuerzo fijados a un armazón (ver párrafo 4.3.3.4(f)). - Soportes tipo faldón y orejetas en recipientes a presión. - Recorrido del fondo de la coraza del depósito hasta la unión.

Fuente: (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 4-20)

De acorde al código API 579-1/ ASME FFS-1, la tabla 4.4 mostrada nos indica que un componente tipo A son componentes que tienen una fórmula de diseño donde el espesor requerido se basa se basa únicamente en la presión.

Bajo esta definición podemos decir que los cuerpos de los recipientes a presión son componentes tipo A.

Una vez definido que podemos proseguir con la evaluación y el tipo de componente que estamos evaluando, debemos definir la aplicabilidad de los procedimientos de evaluación de los niveles 1 y 2, además de los datos necesarios que requiere esta evaluación.

Según API 579-1/ ASME FFS-1, el ítem 4.2.6 “Aplicabilidad de los procedimientos de evaluación de los niveles 1 y 2” nos indica las condiciones necesarias para poder aplicar el procedimiento de evaluación de los niveles 1 y 2 de este capítulo (2021 págs. 4-2 y 4-3).

Tabla 4.6 Condiciones para poder aplicar los procedimientos de evaluación de los niveles 1 y 2

a) El criterio de diseño es según un código o estándar reconocido	Si, cumple con Código ASME VIII, División 1
b) El área de pérdida de metal tiene unos bordes relativamente redondeados, sin concentradores de tensiones.	Si, realizó una inspección visual.
c) El componente no opera en servicios cíclicos.	No.
d) Las siguientes limitaciones en tipos de componentes y cargas aplicadas: Nivel 1: Componentes de tipo A. Nivel 2: Componentes de tipo A y B.	Nivel 1 y 2.
e) El nivel 1 y 2 puede ser aplicada si la pérdida de metal se ubica a una distancia L_{msd} de un componente tipo C.	No tiene componentes tipo C.
f) Limitación del espesor mínimo medido, Se tomarán precauciones especiales para validar los resultados de la inspección cuando las lecturas del espesor medido sean de 2,5 mm (0,100 pulgadas) o menos.	Si cumple, no hay espesores con 2.5 mm o menos.

Nota: Ítems indicados son indicados dentro de la norma API 579-1/ ASME FFS-1

Datos Requeridos

Según API 579-1/ ASME FFS-1, el ítem 4.3 “Datos requeridos” nos indica los requisitos de datos que necesitamos para la evaluación, los cuales son: Datos de diseño del equipo original e Historial de mantenimiento y funcionamiento. Y en el ítem 4.3.1 “Datos de diseño del equipo original” nos manda a los ítems 2.3.1.1 y 2.3.1.2 para indicarnos la información necesaria de diseño del equipo original (2021 págs. 4-3).

Tabla 4.7 Datos de diseño del equipo original de recipientes inspeccionados

Tabla 2.2: Resumen de información requerida para evaluación de daños		Si.
Ítem 2.3.1.1	1) Data Report del fabricante o documentación equivalente.	Si, registra <i>documentación histórica</i> previa a la inspección.
	2) Planos y bocetos del recipiente y zonas dañadas.	Si, esquema de inspección.
	3) Cálculos de diseño, cargas Tabla 2C.3 del anexo 2C según aplique	N/A en las zonas evaluadas.
	4) Registros de inspección durante la fabricación	Presenta Data Report.
	5) Solo aplica para ASME VIII Div.2	No aplica.
	6) Registros de ensayo de materiales	Sin información.
	7) Información de dispositivos de alivio de presión	Registro de DAP.
	8) Registro de prueba hidrostática	Lo declarado en Data Report.
Ítem 2.3.1.2	Información no disponible debe ser medida en campo	Registros de inspección dimensional y espesores.

Nota: Tabla 2.2 e ítems indicados dentro en la norma API 579-1/ ASME FFS-1

Según el ítem 4.3.2 “Historial de mantenimiento y operación” menciona que en la Parte 2 se ofrece una visión general del historial de mantenimiento y funcionamiento necesario para una evaluación, apartado 2.3.2 (2021 págs. 4-3).

Tabla 4.8 Tabla de historial de mantenimiento y operación de recipientes inspeccionados

Ítem 2.3.2	a) Data de operación del tanque actual	Operan en almacenamiento de líquido a presión.
	b) Documentación de cambios significativos en la operación	Operación normal.
	c) Fecha de instalación y un resumen de las reparaciones/alteraciones	Nunca han registrado reparaciones con soldadura.
	d) Registro de pruebas hidrostáticas referente a reparaciones/alteraciones	No presentan reparaciones ni alteraciones declaradas.
	e) Registros de inspecciones anteriores	Cliente proporcionó Certificado anterior.
	f) Registros de reparaciones internas	Aplica solo con On-Stream.
	g) Registros de verticalidad	No aplica.
	h) Registro de instalación y evaluación de corrosión	N/A para este tipo de recipiente.

Nota: Ítems indicados dentro de la norma API 579-1/ ASME FFS-1

Datos necesarios para una evaluación FFS

Con respecto a la obtención de datos de espesores la norma API 579-1/ ASME FFS-1 nos brinda 2 opciones, lecturas de espesores puntuales y perfiles de espesores. El ítem 4.3.3.2 nos indica que en la evaluación podrán utilizarse lecturas puntuales del espesor si se cumplen todos los requisitos necesarios. En caso contrario, se utilizarán perfiles de espesores de acuerdo con el apartado 4.3.3.3 (2021 págs. 4-4).

Tabla 4.9 Requisitos para utilizar lecturas puntuales del espesor

a) Se confirmará que el daño es una pérdida de pared uniforme. No se utilizará el método de lectura de espesores puntuales cuando haya indicios de pérdida de metal localizada.	Daño de pared uniforme.
b) Inspecciones adicionales pueden ser requeridas como inspección visual, RT u otros.	Si, Inspección visual, registro de medición de espesor y ensayo de emisión acústica.
c) Un mínimo de 15 mediciones de espesor deben ser usados, ver Tabla 4.3 del código.	Ver Anexo 10, 11 y 12 (Tabla 4.3 de la norma)
d) Para evitar suavizar las variaciones locales significativas en las lecturas de espesor durante el proceso de promediado, el espesor mínimo medido, t_{mm}, deberá satisfacer el siguiente requisito: $t_{mm} \geq 0.9 t_{am}$	Si cumple.

Nota: Ítems indicados en a la norma API 579-1/ ASME FFS-1

Técnicas de evaluación y criterios de aceptación

Para los recipientes evaluados se tomaron lecturas puntuales de espesor por ultrasonido. Cada elemento tuvo 60 mediciones de espesor para garantizar que la evaluación sea de confianza. Esquema de medición de espesores se encuentra en los Anexos 7, 8 y 9.

Con la información recopilada de los espesores de cada recipiente evaluado podemos comenzar con la evaluación de nivel 1 para cada recipiente.

Evaluación de nivel 1

Según API 579-1/ ASME FFS-1 (2021 págs. 4-8), el ítem 4.4.2.1 nos indica que el procedimiento de evaluación se utilizará para evaluar los componentes de tipo A sometidos a presión interna o externa cuando se utilicen datos de lectura de espesor puntual (PTR) para caracterizar la pérdida de metal.

La evaluación consta de 3 pasos:

a) PASO 1 - Tomar los datos de lectura del espesor puntual de acuerdo con el apartado 4.3.3.2 del código API 579-1/ ASME FFS-1. Determinar el espesor mínimo medido (t_{mm}) y el espesor medio medido (t_{am}).

Tabla 4.10 Espesores mínimos y promedios de cada elemento de los recipientes

	M0825344	M1003189	M0712025
tmm	Cuerpo 1: 5.95 mm	Cuerpo 1: 5.44 mm	Cuerpo 1: 4.57 mm
	Cuerpo 2: 6.04 mm	Cuerpo 2: 5.45 mm	
	Cuerpo 3: 5.95 mm		
tam	Cuerpo 1: 6.03 mm	Cuerpo 1: 5.47 mm	Cuerpo 1: 4.62 mm
	Cuerpo 2: 6.11 mm	Cuerpo 2: 5.50 mm	
	Cuerpo 3: 6.01 mm		

b) PASO 2 - Si se cumple la fórmula ($t_{mm} \geq 0.9 t_{am}$), pase al PASO 3 para completar la evaluación utilizando el espesor medio (t_{am}). Si no se cumple la fórmula ($t_{mm} \geq 0.9 t_{am}$), se utilizarán perfiles de espesor para la evaluación.

- Del recipiente M0825344 con capacidad de 1000 gal (USA):

Cuerpo 1:

$$5.95 \geq 0.9 * 6.03$$

$$5.95 \geq 5.43 \text{ Cumple}$$

Cuerpo 2:

$$6.04 \geq 0.9 * 6.11$$

$$6.04 \geq 5.50 \text{ Cumple}$$

Cuerpo 3:

$$5.95 \geq 0.9 * 6.01$$

$$5.95 \geq 5.41 \text{ Cumple}$$

- Del recipiente M1003189 con capacidad de 500 gal (USA):

Cuerpo 1:

$$5.44 \geq 0.9 * 5.47$$

$$5.44 \geq 4.92 \text{ Cumple}$$

Cuerpo 2:

$$5.45 \geq 0.9 * 5.50$$

$$5.45 \geq 4.95 \text{ Cumple}$$

- Del recipiente M0712025 con capacidad de 250 gal (USA):

Cuerpo 1:

$$4.57 \geq 0.9 * 4.62$$

$$4.57 \geq 4.16 \text{ Cumple}$$

Tabla 4.11 Criterio para utilizar lecturas puntuales del espesor

	M0825344	M1003189	M0712025
$t_{mm} \geq 0.9 t_{am}$	Cuerpo 1: Cumple	Cuerpo 1: Cumple	Cuerpo 1: Cumple
	Cuerpo 2: Cumple	Cuerpo 2: Cumple	
	Cuerpo 3: Cumple		

c) PASO 3 - La aceptabilidad del componente para un funcionamiento continuado puede establecerse utilizando los criterios de Nivel 1 de la Tabla 4.4 del código API 579-1/ ASME FFS-1.

Criterios de aceptación para la evaluación de nivel 1 de cuerpos cilíndricos según los siguientes parámetros de evaluación:

- Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR)

Se debe determinar t_{min}^C utilizando P.

$$t_{am} - FCA_{ml} \geq t_{min}^C$$

Donde:

t_{min}^C : Espesor mínimo requerido basado en la tensión circunferencial para un cilindro (mm).

t_{am} : Espesor promedio medido (mm).

FCA_{ml} : Tolerancia a la corrosión futura aplicada a la región de pérdida de metal (mm).

Fórmula 4.4 Espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial según API 579-1/ ASME FFS-1

$$t_{min}^C = \frac{P * R}{S * E - 0.6 * P}$$

Fuente: (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 2C-9)

Donde:

E: Eficiencia de junta

P: Presión interna de diseño (PSI).

R: Radio interior (mm).

S: Valor máximo de esfuerzo admisible (PSI).

t_{min}^C : Espesor mínimo requerido basado en la tensión circunferencial para un cilindro (mm).

- MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR)
Determinar $MAWP_r^C$ utilizando $(\xi_{an} - FCA_{ml})$

$$MAWP_r^C \geq MAWP$$

Donde:

$MAWP$: Presión de trabajo máxima admisible del componente no dañado (PSI).

$MAWP_r^C$: Presión de trabajo máxima admisible reducida del componente dañado basada en esfuerzo circunferencial (PSI).

Fórmula 4.5 MAWP de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial según API 579-1/ASME FFS-1

$$MAWP^C = \frac{S * E * t}{R + 0.6 * t}$$

Fuente: (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 2C-9)

Donde:

$MAWP^C$: Presión de trabajo máxima admisible basada en esfuerzo circunferencial.

E: Eficiencia de junta

S: Valor máximo de esfuerzo admisible (PSI).

R: Radio interior (mm).

t: Espesor de pared ajustado por tolerancia de laminación, LOSS y FCA.

- Espesor mínimo medido

$$(t_{mm} - FCA_{ml}) \geq \max [0.5 * t_{min}, t_{lim}]$$

$$t_{min} = \max [0.5 * t_{min}^C, t_{min}^L]$$

$$t_{lim} = \max [0.2 * t_{nom}, 2.5 \text{ mm}]$$

Donde:

t_{min}^C : Espesor mínimo requerido basado en la tensión circunferencial para un cilindro (mm).

t_{min}^L : Espesor mínimo requerido basado en la tensión circunferencial para un cilindro (mm).

t_{lim} : Espesor limite (mm).

Fórmula 4.6 Espesor mínimo requerido de cuerpos cilíndricos por esfuerzo longitudinal según API 579-1/ ASME FFS-1

$$t_{min}^L = \frac{P * R}{2 * S * E + 0.4 * P} + t_{sl}$$

Fuente: (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 2C-9)

Donde:

E: Eficiencia de junta

P: Presión interna de diseño (PSI).

R: Radio interior (mm).

S: Valor máximo de esfuerzo admisible (PSI).

t_{sl} : Espesor suplementario para cargas mecánicas distintas de la presión que dan lugar a esfuerzos longitudinales.

t_{min}^L : Espesor mínimo requerido basado en la tensión circunferencial para un cilindro (mm).

Reemplazamos los datos (previamente medidos y calculados) en las fórmulas para verificar si los recipientes cumplen la evaluación nivel 1.

- Del recipiente M0825344 con capacidad de 1000 gal (USA):

Cuerpo 1:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min}^C = \frac{250 * 514.43}{21400 * 1 - 0.60 * 250}$$

$$t_{min}^C = 6.05$$

Criterio: $6.03 - 0.0335 \geq 6.05$

6.00 β 6.05 No cumple

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 6.03 - 0.0335 = 6.00$$

$$MAWP_r^C = \frac{21400 * 1 * 6.00}{514.43 + 0.6 * 6.00} = 248$$

Criterio: 248 β 250 No cumple

Espesor mínimo medido:

$$t_{min}^C = 6.05$$

$$t_{min}^L = \frac{250 * 514.43}{2 * 21400 * 1 + 0.4 * 250} + 0$$

$$t_{min}^L = 3.00$$

$$t_{min} = \max [6.05, 3.00]$$

$$t_{min} = 6.05$$

$$t_{lim} = \max [0.2 * 6.05, 2.50]$$

$$t_{lim} = 2.50$$

$$(6.03 - 0.0335) \geq \max [0.5 * 6.05, 2.50]$$

$$6.00 \geq 3.03 \text{ Cumple}$$

Cuerpo 2:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min}^C = \frac{250 * 514.43}{21400 * 1 - 0.60 * 250}$$

$$t_{min}^C = 6.05$$

$$\text{Criterio: } 6.11 - 0.0335 \geq 6.05$$

$$6.08 \geq 6.05 \text{ Cumple}$$

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 6.11 - 0.0335 = 6.08$$

$$MAWP_r^C = \frac{21400 * 1 * 6.08}{514.43 + 0.6 * 6.08} = 251$$

Criterio: 251 \geq 250 Cumple

Espesor mínimo medido

$$\begin{aligned}t_{min}^C &= 6.05 \\t_{min}^L &= \frac{250 * 514.43}{2 * 21400 * 1 + 0.4 * 250} + 0 \\t_{min}^L &= 3.00 \\t_{min} &= \max [6.05, 3.00] \\t_{min} &= 6.05 \\t_{lim} &= \max [0.2 * 6.05, 2.50] \\t_{lim} &= 2.50 \\(6.11 - 0.0335) &\geq \max [0.5 * 6.05, 2.50] \\6.08 &\geq 3.03 \text{ Cumple}\end{aligned}$$

Cuerpo 3:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$\begin{aligned}t_{min}^C &= \frac{250 * 514.43}{21400 * 1 - 0.60 * 250} \\t_{min}^C &= 6.05 \\ \text{Criterio: } t &= 6.01 - 0.0335 \geq 6.05 \\5.98 &\beta 6.05 \text{ No cumple}\end{aligned}$$

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$\begin{aligned}t &= 6.03 - 0.0335 = 5.98 \\MAWP_r^C &= \frac{21400 * 1 * 5.98}{514.43 + 0.6 * 5.98} = 247 \\ \text{Criterio: } &247 \beta 250 \text{ No cumple}\end{aligned}$$

Espesor mínimo medido

$$\begin{aligned}t_{min}^C &= 6.05 \\t_{min}^L &= \frac{250 * 514.43}{2 * 21400 * 1 + 0.4 * 250} + 0 \\t_{min}^L &= 3.00 \\t_{min} &= \max [6.05, 3.00] \\t_{min} &= 6.05\end{aligned}$$

$$t_{lim} = \max [0.2 * 6.05, 2.50]$$

$$t_{lim} = 2.50$$

$$(6.03 - 0.0335) \geq \max [0.5 * 6.05, 2.50]$$

$$5.98 \geq 3.03 \text{ Cumple}$$

- Del recipiente M1003189 con capacidad de 500 gal (USA):

Cuerpo 1:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min}^C = \frac{250 * 470.41}{21400 * 1 - 0.60 * 250}$$

$$t_{min}^C = 5.53$$

$$\text{Criterio: } 5.47 - 0.0385 \geq 5.53$$

$$5.43 \beta 5.53 \text{ No cumple}$$

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 5.47 - 0.0385 = 5.43$$

$$MAWP_r^C = \frac{21400 * 1 * 5.43}{470.41 + 0.6 * 5.43} = 245$$

$$\text{Criterio: } 245 \beta 250 \text{ No cumple}$$

Espesor mínimo medido:

$$t_{min}^C = 5.53$$

$$t_{min}^L = \frac{250 * 470.41}{2 * 21400 * 1 + 0.4 * 250} + 0$$

$$t_{min}^L = 2.74$$

$$t_{min} = \max [5.53, 2.74]$$

$$t_{min} = 5.53$$

$$t_{lim} = \max [0.2 * 5.54, 2.50]$$

$$t_{lim} = 2.50$$

$$(5.47 - 0.0385) \geq \max [0.5 * 5.53, 2.50]$$

$$5.43 \geq 2.77 \text{ Cumple}$$

Cuerpo 2:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min}^C = \frac{250 * 470.41}{21400 * 1 - 0.60 * 250}$$

$$t_{min}^C = 5.53$$

Criterio: $5.50 - 0.0385 \geq 5.53$

$5.46 \beta 5.53$ No cumple

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 5.50 - 0.0385 = 5.46$$

$$MAWP_r^C = \frac{21400 * 1 * 5.46}{470.41 + 0.6 * 5.46} = 247$$

Criterio: $247 \beta 250$ No cumple

Espesor mínimo medido:

$$t_{min}^C = 5.53$$

$$t_{min}^L = \frac{250 * 470.41}{2 * 21400 * 1 + 0.4 * 250} + 0$$

$$t_{min}^L = 2.74$$

$$t_{min} = \max [5.53, 2.74]$$

$$t_{min} = 5.53$$

$$t_{lim} = \max [0.2 * 5.53, 2.50]$$

$$t_{lim} = 2.50$$

$$(5.50 - 0.0385) \geq \max [0.5 * 5.53, 2.50]$$

$5.46 \geq 2.77$ Cumple

- Del recipiente M0712025 con capacidad de 250 gal (USA):

Cuerpo 1:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min}^C = \frac{250 * 395.65}{21400 * 1 - 0.60 * 250}$$

$$t_{min}^C = 4.65$$

Criterio: $4.62 - 0.025 \geq 4.65$

4.60 β 4.65 No cumple

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 4.62 - 0.025 = 4.60$$

$$MAWP_r^C = \frac{21400 * 1 * 4.60}{395.65 + 0.6 * 4.60} = 247$$

Criterio: 247 β 250 No cumple

Espesor mínimo medido

$$t_{min}^C = 4.65$$

$$t_{min}^L = \frac{250 * 395.65}{2 * 21400 * 1 + 0.4 * 250} + 0$$

$$t_{min}^L = 2.31$$

$$t_{min} = \max [4.65, 2.31]$$

$$t_{min} = 4.65$$

$$t_{lim} = \max [0.2 * 4.65, 2.50]$$

$$t_{lim} = 2.50$$

$$(4.62 - 0.025) \geq \max [0.5 * 4.65, 2.50]$$

$$4.60 \geq 2.50 \text{ Cumple}$$

Luego resumimos todos los resultados obtenidos

Tabla 4.12 Resultados de la evaluación Nivel 1

	M0825344	M1003189	M0712025
t_{min}	6.05 mm	5.53 mm	4.65 mm
t_{am}	Cuerpo 1: 6.03 mm	Cuerpo 1: 5.47 mm	Cuerpo 1: 4.62 mm
	Cuerpo 2: 6.11 mm	Cuerpo 2: 5.50 mm	
	Cuerpo 3: 6.01 mm		
$MAWP_r$ por componente	Cuerpo 1: 248 PSI	Cuerpo 1: 245 PSI	Cuerpo 1: 247 PSI
	Cuerpo 2: 251 PSI	Cuerpo 2: 247 PSI	
	Cuerpo 3: 247 PSI		
$MAWP_r$	247 PSI	245 PSI	247 PSI
FCA_{ml}	0.0335 mm	0.0385 mm	0,025 mm
$t_{am} - FCA_{ml} \geq t_{min}$	Cuerpo 1: No cumple	Cuerpo 1: No cumple	Cuerpo 1: No cumple
	Cuerpo 2: Cumple	Cuerpo 2: No cumple	
	Cuerpo 3: No cumple		
$MAWP_r \geq MAWP$	Cuerpo 1: No cumple	Cuerpo 1: No cumple	Cuerpo 1: No cumple
	Cuerpo 2: Cumple	Cuerpo 2: No cumple	
	Cuerpo 3: No cumple		

Notas:

1. Fórmulas t_{min} y $MAWP_r$ se encuentran en el Código ASME Sección VIII Div. 1
2. Se cita los criterios de aceptación de la Tabla 4.4 del código API 579-1/ ASME FFS-1

Como podemos notar en el cuadro anterior, solo el cuerpo 2 del recipiente M0825344 con capacidad de 1000 galones cumple con los requisitos mínimos de aceptación. El cuerpo 1 y 3 del recipiente M0825344 y todos los cuerpos de los recipientes M1003189 y M0712025 no cumplen con los requisitos mínimos de aceptación del nivel 1. Por lo tanto, se procede a realizar una evaluación de nivel 2 a todos los recipientes.

Evaluación de nivel 2

Según API 579-1/ ASME FFS-1 (2021 págs. 4-9 y 4-10), el ítem 4.4.3.1 nos indica que el procedimiento de evaluación se utilizará para evaluar los componentes de Tipo A y Tipo B Clase 1 sometidos a presión interna, presión externa, carga suplementaria o cargas combinadas cuando se utilizan datos de Lectura de Espesor Puntual (PTR) para caracterizar la pérdida de metal.

La evaluación consta de 3 pasos:

a) PASO 1: Realizado en el nivel 1.

b) PASO 2: Realizado en el nivel 1.

c) PASO 3: La aceptabilidad del componente para un funcionamiento continuado puede establecerse utilizando los criterios de Nivel 2 de la Tabla 4.4 del código API 579-1/ ASME FFS-1.

Criterios de aceptación para la evaluación de nivel 2 de cuerpos cilíndricos según los siguientes parámetros de evaluación:

- Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR)

Determinar t_{min}^C , t_{min}^L utilizando $P * RSF_a$.

$$t_{am} - FCA_{ml} \geq \max [t_{min}^C, t_{min}^L]$$

Donde:

t_{min}^C : Espesor mínimo requerido basado en la tensión circunferencial para un cilindro (mm).

t_{min}^L : Espesor mínimo requerido basado en la tensión longitudinal para un cilindro (mm).

t_{am} : Espesor promedio medido (mm).

FCA_{ml} : Tolerancia a la corrosión futura aplicada a la región de pérdida de metal (mm).

RSF_a : Factor de resistencia remanente admisible

- MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR)

$$\begin{aligned} & \text{Determinar } MAWP_r^C \text{ utilizando } (t_{am} - FCA_{ml}) \\ & \text{Determinar } MAWP_r^L \text{ utilizando } (t_{am} - t_b - FCA_{ml}) \\ & \frac{\min [MAWP_r^C, MAWP_r^L]}{RSF_a} \geq MAWP \end{aligned}$$

Donde:

$MAWP$: Presión de trabajo máxima admisible del componente no dañado (PSI).

$MAWP_r^C$: Presión de trabajo máxima admisible reducida del componente dañado basada en esfuerzo circunferencial (PSI).

$MAWP_r^L$: Presión de trabajo máxima admisible reducida del componente dañado basada en esfuerzo longitudinal (PSI).

RSF_a : Factor de resistencia remanente admisible.

t_{sl} : Espesor suplementario para cargas mecánicas distintas de la presión que dan lugar a esfuerzos longitudinales.

Fórmula 4.7 MAWP de cuerpos cilíndricos por esfuerzo circunferencial según API 579-1/ASME FFS-1

$$MAWP^L = \frac{2 * S * E * (t - t_{sl})}{R - 0.4 * (t - t_{sl})}$$

Fuente: (API 579-1/ASME-FFS-1, 2021 págs. 2C-9)

Donde:

$MAWP^L$: Presión de trabajo máxima admisible basada en esfuerzo longitudinal.

E: Eficiencia de junta

S: Valor máximo de esfuerzo admisible (PSI).

R: Radio interior (mm).

t: Espesor de pared ajustado por tolerancia de laminación, LOSS y FCA.

t_{sl} : Espesor suplementario para cargas mecánicas distintas de la presión que dan lugar a esfuerzos longitudinales.

- Espesor mínimo medido

$$(t_{mm} - FCA_{ml}) \geq \max [0.5 * t_{min}, t_{lim}]$$

$$t_{min} = \max [0.5 * t_{min}^C, t_{min}^L]$$

$$t_{lim} = \max [0.2 * t_{nom}, 2.5 \text{ mm}]$$

Donde:

t_{min}^C : Espesor mínimo requerido basado en la tensión circunferencial para un cilindro (mm).

t_{min}^L : Espesor mínimo requerido basado en la tensión circunferencial para un cilindro (mm).

t_{lim} : Espesor limite (mm).

Notas especiales:

RSF_a : 0.90 para cuerpos (recomendado por el código API 579-1 FFS ítem 2.4.2.2 (d)).

FCA: Valor de corrosión futura que representa el valor de velocidad de corrosión calculado actualmente multiplicado por el tiempo de servicio hasta la próxima inspección. Datos de velocidad de corrosión calculados según código API 510 Ítem: 7.1.

- Del recipiente M0825344 con capacidad de 1000 gal (USA):

Cuerpo 1:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min}^C = \frac{250 * 0.9 * 514.43}{21400 * 1 - 0.60 * 250 * 0.9}$$

$$t_{min}^C = 5.44$$

$$t_{min}^L = \frac{250 * 0.9 * 514.43}{2 * 21400 * 1 + 0.40 * 250 * 0.9}$$

$$t_{min}^L = 2.70$$

$$\text{Criterio: } 6.03 - 0.0335 \geq 5.44$$

$$6.00 \geq 5.44 \text{ Cumple}$$

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 6.03 - 0.0335 = 6.00$$

$$MAWP_r^C = \frac{21400 * 1 * 6.00}{514.43 + 0.6 * 6.00} = 248$$

$$t = 6.03 - 0 - 0.0335 = 6.00$$

$$MAWP_r^L = \frac{2 * 21400 * 1 * (6.00 - 0)}{514.43 - 0.4 * (6.00 - 0)} = 502$$

$$\text{Criterio: } \frac{248}{0.9} \geq 250$$

$$276 \geq 250 \text{ Cumple}$$

Espesor mínimo medido:

Evaluación realizada en el nivel 1, el cuerpo cumple con el criterio de evaluación.

Cuerpo 2:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min} = \frac{250 * 0.9 * 514.43}{21400 * 1 - 0.60 * 250 * 0.9}$$
$$t_{min} = 5.44$$

$$t_{min}^L = \frac{250 * 0.9 * 514.43}{2 * 21400 * 1 + 0.40 * 250 * 0.9}$$
$$t_{min}^L = 2.70$$

$$\text{Criterio: } 6.11 - 0.0335 \geq 5.44$$

$$6.08 \geq 5.44 \text{ Cumple}$$

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 6.11 - 0.0335 = 6.08$$

$$MAWP_r = \frac{21400 * 1 * 6.08}{514.43 + 0.6 * 6.08} = 251$$

$$t = 6.11 - 0 - 0.0335 = 6.08$$

$$MAWP_r^L = \frac{2 * 21400 * 1 * (6.08 - 0)}{514.43 - 0.4 * (6.08 - 0)} = 508$$

$$\text{Criterio: } \frac{251}{0.9} \geq 250$$

$$279 \geq 250 \text{ Cumple}$$

Espesor mínimo medido:

Evaluación realizada en el nivel 1, el cuerpo cumple con el criterio de evaluación.

Cuerpo 3:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min} = \frac{250 * 0.9 * 514.43}{21400 * 1 - 0.60 * 250 * 0.9}$$

$$t_{min} = 5.44$$

$$t_{min}^L = \frac{250 * 0.9 * 514.43}{2 * 21400 * 1 + 0.40 * 250 * 0.9}$$

$$t_{min}^L = 2.70$$

$$\text{Criterio: } 6.01 - 0.0335 \geq 5.44$$

$$5.98 \geq 5.44 \text{ Cumple}$$

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 6.01 - 0.0335 = 5.98$$

$$MAWP_r = \frac{21400 * 1 * 5.98}{514.43 + 0.6 * 5.98} = 247$$

$$t = 6.01 - 0 - 0.0335 = 5.98$$

$$MAWP_r^L = \frac{2 * 21400 * 1 * (5.98 - 0)}{514.43 - 0.4 * (5.98 - 0)} = 500$$

$$\text{Criterio: } \frac{247}{0.9} \geq 250$$

$$274 \geq 250 \text{ Cumple}$$

Espesor mínimo medido:

Evaluación realizada en el nivel 1, el cuerpo cumple con el criterio de evaluación.

- Del recipiente M1003189 con capacidad de 500 gal (USA):

Cuerpo 1:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min} = \frac{250 * 0.9 * 470.41}{21400 * 1 - 0.60 * 250 * 0.9}$$

$$t_{min} = 4.98$$

$$t_{min}^L = \frac{250 * 0.9 * 470.41}{2 * 21400 * 1 + 0.40 * 250 * 0.9}$$

$$t_{min}^L = 2.47$$

$$\text{Criterio: } 5.47 - 0.0385 \geq 4.98$$

$$5.43 \geq 4.98 \text{ Cumple}$$

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 5.47 - 0.0385 = 5.43$$

$$MAWP_r = \frac{21400 * 1 * 5.43}{470.41 + 0.6 * 5.43} = 245$$

$$t = 5.47 - 0 - 0.0385 = 5.43$$

$$MAWP_r^L = \frac{2 * 21400 * 1 * (5.43 - 0)}{470.41 - 0.4 * (5.43 - 0)} = 496$$

$$\text{Criterio: } \frac{245}{0.9} \geq 250$$

$$272 \geq 250 \text{ Cumple}$$

Espesor mínimo medido:

Evaluación realizada en el nivel 1, el cuerpo cumple con el criterio de evaluación.

Cuerpo 2:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min} = \frac{250 * 0.9 * 470.41}{21400 * 1 - 0.60 * 250 * 0.9}$$
$$t_{min} = 4.98$$

$$t_{min}^L = \frac{250 * 0.9 * 470.41}{2 * 21400 * 1 + 0.40 * 250 * 0.9}$$
$$t_{min}^L = 2.47$$

$$\text{Criterio: } 5.50 - 0.0385 \geq 4.98$$

$$5.46 \geq 4.98 \text{ Cumple}$$

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 5.50 - 0.0385 = 5.46$$

$$MAWP_r = \frac{21400 * 1 * 5.46}{470.41 + 0.6 * 5.46} = 247$$

$$t = 5.50 - 0 - 0.0385 = 5.46$$

$$MAWP_r^L = \frac{2 * 21400 * 1 * (5.46 - 0)}{470.41 - 0.4 * (5.46 - 0)} = 502$$

$$\text{Criterio: } \frac{247}{0.9} \geq 250$$

$$274 \geq 250 \text{ Cumple}$$

Espesor mínimo medido:

Evaluación realizada en el nivel 1, el cuerpo cumple con el criterio de evaluación.

- Del recipiente M0712025 con capacidad de 250 gal (USA):

Cuerpo 1:

Espesor medio medido a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t_{min} = \frac{250 * 0.9 * 395.65}{21400 * 1 - 0.60 * 250 * 0.9}$$

$$t_{min} = 4.19$$

$$t_{min}^L = \frac{250 * 0.9 * 395.65}{2 * 21400 * 1 + 0.40 * 250 * 0.9}$$

$$t_{min}^L = 2.08$$

$$\text{Criterio: } 4.62 - 0.025 \geq 4.19$$

$$4.60 \geq 4.19 \text{ Cumple}$$

MAWP a partir de lecturas de espesores puntuales (PTR):

$$t = 4.62 - 0.025 = 4.60$$

$$MAWP_r = \frac{21400 * 1 * 4.60}{395.65 + 0.6 * 4.60} = 247$$

$$t = 4.62 - 0 - 0.025 = 4.60$$

$$MAWP_r^L = \frac{2 * 21400 * 1 * (4.60 - 0)}{395.65 - 0.4 * (4.60 - 0)} = 500$$

$$\text{Criterio: } \frac{247}{0.9} \geq 250$$

$$274 \geq 250 \text{ Cumple}$$

Espesor mínimo medido:

Evaluación realizada en el nivel 1, el cuerpo cumple con el criterio de evaluación.

Posterior a la evaluación, resumimos los resultados previamente obtenidos para visualizar el estado de los 3 recipientes.

Tabla 4.13 Resultados de la evaluación Nivel 2

	M0825344	M1003189	M0712025
t_{min}	5.44 mm	4.98 mm	4.19 mm
t_{am}	Cuerpo 1: 6.03 mm	Cuerpo 1: 5.47 mm	Cuerpo 1: 4.62 mm
	Cuerpo 2: 6.11 mm	Cuerpo 2: 5.50 mm	
	Cuerpo 3: 6.01 mm		
$MAWP_r$ por componente	Cuerpo 1: 276 PSI	Cuerpo 1: 272 PSI	Cuerpo 1: 274 PSI
	Cuerpo 2: 279 PSI	Cuerpo 2: 274 PSI	
	Cuerpo 3: 274 PSI		
$MAWP_r$	274 PSI	272 PSI	274 PSI
$t_{am} - FCA_{ml} \geq \max [t_{min}^c, t_{min}^L]$	Cuerpo 1: Cumple	Cuerpo 1: Cumple	Cuerpo 1: Cumple
	Cuerpo 2: Cumple	Cuerpo 2: Cumple	
	Cuerpo 3: Cumple		
$\frac{\min[MAWP^c, MAWP^L]}{\frac{r}{RSF_a} \frac{r}{MAWP}} \geq$	Cuerpo 1: Cumple	Cuerpo 1: Cumple	Cuerpo 1: Cumple
	Cuerpo 2: Cumple	Cuerpo 2: Cumple	
	Cuerpo 3: Cumple		
$t_{am} - FCA_{ml} \geq \max [0.5 * t_{min}, t_{lim}]$	Cuerpo 1: Cumple	Cuerpo 1: Cumple	Cuerpo 1: Cumple
	Cuerpo 2: Cumple	Cuerpo 2: Cumple	
	Cuerpo 3: Cumple		

Notas:

1. Fórmulas t_{min} y $MAWP_r$ se encuentran en el Código ASME Sección VIII Div. 1
2. Se cita los criterios de aceptación de la Tabla 4.4 del código API 579-1/ ASME FFS-1

De los resultados obtenidos en el nivel de evaluación, podemos concluir que todos los cuerpos cumplen con los requisitos mínimos de aceptación. Por lo tanto, los recipientes pueden volver a servicio.

Evaluación de la vida remanente

Como podemos notar del cuadro de resultados todos los elementos de los 3 recipientes cumplen con la evaluación nivel 2. Por lo tanto, podemos proceder a calcular la vida útil remanente de cada recipiente.

Según API 579-1/ ASME FFS-1, el ítem 4.5.1.1 nos indica que la vida útil restante de un componente puede determinarse calculando el espesor mínimo requerido para las condiciones de servicio previstas, de acuerdo con las tablas 4.4 y una estimación de la velocidad de corrosión prevista (2021 págs. 4-12).

$$R_{life} = \frac{t_{am} - t_{min}}{C_{rate}}$$

Donde:

R_{life} : Vida útil restante

t_{am} : Espesor medio medido de la pared del componente basado en las lecturas puntuales de espesor (PTR) medidas en el momento de la inspección.

t_{min} : Espesor mínimo requerido de la pared del componente

C_{rate} : Tasa de corrosión

Antes de proseguir con el cálculo de la vida remanente primero calculamos la velocidad de corrosión para cada recipiente, de acorde al ítem 7.1.1.1 código API 510, La tasa de corrosión para los mecanismos de daño por adelgazamiento está determinada por la diferencia entre dos lecturas de espesor dividida por el intervalo de tiempo entre las lecturas (2022 pág. 42 y 43).

$$C_{rate} = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{\text{tiempo entre } t_{inicial} \text{ y } t_{actual} \text{ (años)}}$$

Donde:

$t_{inicial}$: es el espesor inicial (primera medición de espesor durante la fabricación o durante inspección)

t_{actual} : es el espesor actual mínimo medido durante la última inspección.

- Del recipiente M0825344 con capacidad de 1000 gal (USA):

Cuerpo 1:

$$C_{rate} = \frac{6.05 - 5.95}{2023 - 2008}$$

$$C_{rate} = 0.0067$$

Cuerpo 2:

$$C_{rate} = \frac{6.05 - 6.04}{2023 - 2008}$$

$$C_{rate} = 0.0007$$

Cuerpo 3:

$$C_{rate} = \frac{6.05 - 5.95}{2023 - 2008}$$

$$C_{rate} = 0.0067$$

- Del recipiente M1003189 con capacidad de 500 gal (USA):

Cuerpo 1:

$$C_{rate} = \frac{5.54 - 5.44}{2023 - 2010}$$

$$C_{rate} = 0.0077$$

Cuerpo 2:

$$C_{rate} = \frac{5.54 - 5.45}{2023 - 2010}$$

$$C_{rate} = 0.0069$$

- Del recipiente M0712025 con capacidad de 250 gal (USA):

Cuerpo 1:

$$C_{rate} = \frac{4.65 - 4.57}{2023 - 2007}$$

$$C_{rate} = 0.0050$$

Tabla 4.14 Calculo de la tasa de corrosión

	M0825344	M1003189	M0712025
$t_{inicial}$	6.05 mm	5.54 mm	4.65 mm
t_{actual}	Cuerpo 1: 5.95 mm	Cuerpo 1: 5.44 mm	Cuerpo 1: 4.57 mm
	Cuerpo 2: 6.04 mm	Cuerpo 2: 5.45 mm	
	Cuerpo 3: 5.95 mm		
Año de fabricación	2008	2010	2007
Año de inspección	2023	2023	2023
C_{rate} por elemento	Cuerpo 1: 0.0067 mm/año	Cuerpo 1: 0.0077 mm/año	Cuerpo 1: 0.0050 mm/año
	Cuerpo 2: 0.0007 mm/año	Cuerpo 2: 0.0069 mm/año	
	Cuerpo 3: 0.0067 mm/año		
C_{rate}	0.0067 mm/año	0.0077 mm/año	0.0050 mm/año

Una vez calculada la velocidad de corrosión, procedemos a reemplazar los datos en la formula previamente mencionada para calcular la vida útil remanente de cada recipiente.

- Del recipiente M0825344 con capacidad de 1000 gal (USA):

Cuerpo 1:

$$R_{life} = \frac{6.03 - 5.44}{0.0067}$$
$$R_{life} = 88.06$$

Cuerpo 2:

$$R_{life} = \frac{6.11 - 5.44}{0.0067}$$
$$R_{life} = 100$$

Cuerpo 3:

$$R_{life} = \frac{6.01 - 5.44}{0.0067}$$
$$R_{life} = 85.07$$

- Del recipiente M1003189 con capacidad de 500 gal (USA):

Cuerpo 1:

$$R_{life} = \frac{5.47 - 4.98}{0.0077}$$
$$R_{life} = 63.67$$

Cuerpo 2:

$$R_{life} = \frac{5.50 - 4.98}{0.0077}$$
$$R_{life} = 67.53$$

- Del recipiente M0712025 con capacidad de 250 gal (USA):

Cuerpo 1:

$$R_{life} = \frac{4.62 - 4.19}{0.0050}$$
$$R_{life} = 55.84$$

Tabla 4.15 Calculo de la vida útil remanente

	M0825344	M1003189	M0712025
t_{min}	5.44 mm	4.98 mm	4.19 mm
t_{am}	Cuerpo 1: 6.03 mm	Cuerpo 1: 5.47 mm	Cuerpo 1: 4.62 mm
	Cuerpo 2: 6.11 mm	Cuerpo 2: 5.50 mm	
	Cuerpo 3: 6.01 mm		
C_{rate}	0.0067 mm/año	0.0077 mm/año	0.0050 mm/año
	Cuerpo 1: 88.06 años	Cuerpo 1: 63.67 años	Cuerpo 1: 55.84 años
R_{life} por componente	Cuerpo 2: 100 años	Cuerpo 2: 67.53 años	
	Cuerpo 3: 85.07 años		
R_{life}	85.07 años	63.67 años	55.84 años

De la tabla anterior podemos concluir que todos los recipientes cuentan con una vida remanente superior a los 20 años, lo cual nos permitiría calcular las frecuencias de inspección externa e interna de los recipientes según el código API 510.

Frecuencia de inspección externa

Según el código API 510, el ítem 6.4.1 “Frecuencia de inspección externa” nos indica que a menos que se justifique por una evaluación Basada en riesgo, cada recipiente expuesto sobre la superficie debe tener una inspección visual externa en un intervalo que no exceda el menor de 5 años o la requerida inspección interna / On-stream (2022 p. 37).

Por lo tanto, la próxima inspección externa de los recipientes evaluados (M0825344, M1003189 y M0712025) será dentro de 5 años desde la fecha de inspección.

Frecuencia de inspección interna

Según el código API 510, el ítem 6.5.1.1 “Frecuencia de inspección interna” nos indica que a menos que se justifique por una evaluación Basada en Riesgo, el periodo entre inspecciones on-stream o internas y las inspecciones de medición de espesores no debe exceder la mitad de la vida remanente del recipiente o 10 años, el que sea menor. Siempre que la vida remanente sea menor a 4 años, el intervalo de inspección puede ser la vida remanente total hasta un máximo de 2 años (2022 p. 37).

Por lo tanto, la próxima inspección interna de los recipientes evaluados (M0825344, M1003189 y M0712025) será dentro de 10 años desde la fecha de inspección.

Remediación

Según la norma API 579-1/ ASME FFS-1, el ítem 4.6.1 “Remediación / Objetivos” nos indica que se pueden aplicarse métodos de remediación para prevenir o minimizar la tasa de daños futuros debido a que las tasas de degradación futuras son muy difíciles de predecir, o se puede tolerar poca o ninguna degradación adicional (2021 págs. 4-13).

Según la norma API 579-1/ ASME FFS-1, existen diferentes métodos de remediación, el ítem 4.6.2.2 nos comenta sobre el método de aplicación de revestimientos o recubrimientos sólidos de barrera para mantener el medio ambiente aislado del metal base que ha sufrido daños previos. De los cuales están divididos en dos grupos: revestimientos orgánicos, revestimientos metálicos y revestimientos refractario (2021 págs. 4-13).

Para los recipientes a presión estacionarios de GLP lo más apropiado es escoger un correcto recubrimiento para proteger el metal base del medio ambiente debido a que la región de Lima cuenta con un alto porcentaje de humedad, lo que crea un ambiente muy corrosivo para los recipientes.

Supervisión en servicio

Según la norma API 579-1/ ASME FFS-1, el ítem 4.7.1 “Supervisión en servicio / Objetivos” nos indica que en algunos casos no se pueden aplicar métodos de mitigación o si es que se pueden aplicar, sigue siendo importante confirmar su eficacia. Por lo tanto, pueden aplicarse métodos de supervisión en servicio para vigilar directamente cualquier daño posterior o para vigilar indirectamente las condiciones que podrían dar lugar a nuevos daños (2021 págs. 4-15).

Según la norma API 579-1/ ASME FFS-1, existen diferentes métodos de control, el ítem 4.7.2 “Métodos de control” nos indica que Los métodos típicos de control incluyen el uso de herramientas o procedimientos, como sondas de corrosión, mediciones UT puntuales y escaneado, sondas de hidrogeno, examen radiográfico, etc. Además, el ítem 4.7.3 “Calibración”, nos indica la importancia de tener cuidado al definir el método de control en servicio, determinando la sensibilidad de medición necesaria del método en función del entorno y la ubicación de las estaciones de control en el componente para garantizar que el mecanismo de daño que provoca la pérdida de metal pueda medirse y evaluarse adecuadamente durante el funcionamiento (2021 págs. 4-15).

De los métodos de control antes mencionados, el más usado para los recipientes a presión estacionarios de GLP son las mediciones UT puntuales y escaneado, debido a que nos brinda información sobre el estado de los elementos evaluados y si es que se ha producido una disminución en el espesor durante el tiempo de servicio del recipiente.

Documentación

Según la norma API 579-1/ ASME FFS-1, el ítem 4.8.1 “Documentación / Generalidades” nos indica la importancia de proporcionar toda la documentación previamente mencionada en la evaluación, y el ítem 4.8.2 “Datos de inspección” nos indica la importancia de registrar e incluir toda la información recolectada durante las inspecciones, como las lecturas de espesor y las ubicaciones correspondientes utilizadas para determinar el

espesor medio medido y el espesor mínimo medido. Además, recomienda agregar un croquis que muestre la ubicación y orientación de los planos de inspección en el componente (2021 págs. 4-15).

4.7. Aspectos éticos en investigación

La ética profesional y personal es el mejor servicio a la sociedad ya que el actuar con respeto, con principios morales y buenos valores constituyen el código ético; por ello el presente trabajo se realizó siguiendo los protocolos de inspección y éticos referidos a la imparcialidad durante el servicio. Los resultados fueron evaluados y contrastados con la normativa aplicada con total imparcialidad para dar un correcto control de calidad y evaluación para su seguimiento.

V. RESULTADOS

5.1. Resultados descriptivos

Los recipientes M0825344, M1003189 y M0712025 cuyo material en cuerpos es SA-455 verificados en la documentación proporcionada, no cumplió con los criterios de aceptación de la evaluación nivel 1. Por lo que se aplicó la evaluación nivel 2 cumpliendo con los criterios de aceptación y dando como resultado que la próxima inspección externa sea dentro de 5 años (2028), a partir de la fecha de inspección de cada recipiente al tener una vida remanente mayor a 20 años y operando con los mismos parámetros operacionales. Por lo que se concluye que cada componente de los recipientes se encuentra apto para continuar en servicio acorde a lo establecido en la Parte 4 de la norma API 579-1/ASME FFS-1.

5.2. Resultados inferenciales

De los datos recopilados durante las inspecciones a los recipientes ubicados en la región de Lima en el 2023 nos permitirán comparar los datos obtenidos luego de aplicar la norma API 579-1/ASME FFS-1, dándole validez al objetivo de mejorar la aptitud de servicio y permitir su continuidad en servicio de recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.

Partiendo de las hipótesis específicas que se plantearon en la presente tesis se va a determinar mediante procedimientos estadísticos si se acepta o se rechaza las hipótesis. Primero se debemos aplicar la prueba de normalidad a cada hipótesis específica para la toma de decisiones.

1) La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 disminuye el espesor requerido en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.

Como la muestra consta de 140 datos nos basaremos en la prueba de Kolmogorov-Smirnov para la toma de decisiones en la prueba de normalidad.

Para la prueba de normalidad se evalúa la significancia:

Sig > 0.05, se acepta la H_0

Sig < 0.05, se rechaza la H_0

Donde:

H_0 = Presenta distribución normal

H_1 = No presenta distribución normal

Figura 5.1 Prueba de normalidad hipótesis específica 1

	Pruebas de normalidad				Shapiro-Wilk		
	Galonaje	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
Espesor requerido del cuerpo	250,00	,480	42	,000	,403	42	,000
	500,00	,454	42	,000	,522	42	,000
	1 000,00	,484	56	,000	,480	56	,000

a. Corrección de significación de Lilliefors

Fuente: Elaboración propia

El valor de Significancia para el espesor requerido en el cuerpo es menor a 0.05, me indica que los datos de la muestra no presentan una distribución normal. Por lo que se acepta la hipótesis alterna y se procede aplicar una prueba no paramétrica conocida como U de Mann Whitney.

Para ello se formula las siguientes hipótesis:

H_0 = La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 no disminuye el espesor requerido en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.

H_1 = La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 disminuye el espesor requerido en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.

Teniendo el siguiente criterio:

Sig > 0.05, se acepta la H_0

Sig < 0.05, se rechaza la H_0

Figura 5.2 U de Mann Whitney de la hipótesis específica 1

Prueba de Mann-Whitney

Rangos				
	Tipo de evaluación	N	Rango promedio	Suma de rangos
Espesor requerido del cuerpo	SIN FFS	116	76,44	8867,00
	CON FFS	24	41,79	1003,00
	Total	140		

Estadísticos de prueba^a

	Espesor requerido del cuerpo
U de Mann-Whitney	703,000
W de Wilcoxon	1003,000
Z	-3,877
Sig. asintótica(bilateral)	,000

a. Variable de agrupación: Tipo de evaluación

Fuente: Elaboración propia

Mediante la prueba U de Mann Whitney se obtuvo una significancia menor a 0.05, por lo tanto, se rechaza H_0 y se acepta H_1 . Según los datos descriptivos recopilados previamente se verificó que el espesor requerido disminuyó para los recipientes evaluados.

2) La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 aumenta la vida remanente en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.

Como la muestra consta de 140 datos nos basaremos en la prueba de Kolmogorov-Smirnov para la toma de decisiones en la prueba de normalidad.

Para la prueba de normalidad se evalúa la significancia:

Sig > 0.05, se acepta la H_0

Sig < 0.05, se rechaza la H_0

Donde:

H_0 = Presenta distribución normal

H_1 = No presenta distribución normal

Figura 5.3 Prueba de normalidad hipótesis específica 2

	Pruebas de normalidad						
	Galónaje	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
		Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
Vida remanente	250,00	,141	42	,034	,856	42	,000
	500,00	,271	42	,000	,636	42	,000
	1000,00	,186	56	,000	,736	56	,000

a. Corrección de significación de Lilliefors

Fuente: Elaboración propia

El valor de Significancia para la vida remanente en el cuerpo es menor a 0.05, me indica que los datos de la muestra no presentan una distribución normal. Por lo que se acepta la hipótesis alterna y se procede aplicar una prueba no paramétrica conocida como U de Mann Whitney.

Para ello se formula las siguientes hipótesis:

H_0 = La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 no aumenta la vida remanente en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.

H_1 = La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 aumenta la vida remanente en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.

Teniendo el siguiente criterio:

Sig > 0.05, se acepta la H_0

Sig < 0.05, se rechaza la H_0

Figura 5.4 U de Mann Whitney de la hipótesis específica 2

Prueba de Mann-Whitney

Rangos				
	Tipo de evaluación	N	Rango promedio	Suma de rangos
Vida remanente	SIN FFS	116	61,92	7183,00
	CON FFS	24	111,96	2687,00
	Total	140		

Estadísticos de prueba^a

	Vida remanente
U de Mann-Whitney	397,000
W de Wilcoxon	7183,000
Z	-5,503
Sig. asintótica(bilateral)	,000

a. Variable de agrupación: Tipo de evaluación

Fuente: Elaboración propia

Mediante la prueba U de Mann Whitney se obtuvo una significancia menor a 0.05, por lo tanto, se rechaza H_0 y se acepta H_1 . Según los datos descriptivos recopilados previamente se verifico que la vida remanente aumentó para los recipientes evaluados.

3) La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 aumenta la MAWP en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.

Como la muestra consta de 140 datos nos basaremos en la prueba de Kolmogorov-Smirnov para la toma de decisiones en la prueba de normalidad.

Para la prueba de normalidad se evalúa la significancia:

Sig > 0.05, se acepta la H_0

Sig < 0.05, se rechaza la H_0

Donde:

H_0 = Presenta distribución normal

H_1 = No presenta distribución normal

Figura 5.6 Prueba de normalidad hipótesis específica 2

Pruebas de normalidad							
	Galonaje	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
		Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
MAWP	250,00	,321	42	,000	,661	42	,000
	500,00	,381	42	,000	,660	42	,000
	1000,00	,281	56	,000	,692	56	,000

a. Corrección de significación de Lilliefors

Fuente: Elaboración propia

El valor de Significancia para la MAWP en el cuerpo es menor a 0.05, me indica que los datos de la muestra no presentan una distribución normal. Por lo que se acepta la hipótesis alterna y se procede aplicar una prueba no paramétrica conocida como U de Mann Whitney.

Para ello se formula las siguientes hipótesis:

H_0 = La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 no aumenta la MAWP en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.

H_1 = La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 aumenta la MAWP en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.

Teniendo el siguiente criterio:

Sig > 0.05, se acepta la H_0

Sig < 0.05, se rechaza la H_0

Figura 5.7 U de Mann Whitney de la hipótesis específica 3

Prueba de Mann-Whitney

		Rangos		
	Tipo de evaluación	N	Rango promedio	Suma de rangos
MAWP	SIN FFS	116	58,64	6802,00
	CON FFS	24	127,83	3068,00
	Total	140		

Estadísticos de prueba^a

	MAWP
U de Mann-Whitney	16,000
W de Wilcoxon	6802,000
Z	-7,702
Sig. asintótica(bilateral)	,000

a. Variable de agrupación: Tipo de evaluación

Fuente: Elaboración propia

Mediante la prueba U de Mann Whitney se obtuvo una significancia menor a 0.05, por lo tanto, se rechaza H_0 y se acepta H_1 . Según los datos descriptivos recopilados previamente se verificó que la MAWP aumentó para los recipientes evaluados.

VI.DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1. Contrastación de la hipótesis con los resultados

La presente investigación tuvo como objetivo final aplicar la norma API 579-1/ ASME FFS-1 para evaluar la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C. Para ello se seleccionó una muestra de recipientes inspeccionados entre los meses enero a noviembre que presentaban este daño mecánico (pérdida general de metal), luego se evaluó su integridad mecánica mediante el proceso exhaustivo que nos brinda la norma API 579-1/ASME FFS-1, por último, pudimos determinar si los recipientes pueden continuar en servicio.

6.1.1. Contrastación con la hipótesis general

En la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C. se inspeccionan muchos recipientes a presión estacionarios de GLP, de los cuales la mayoría no presentan un margen de corrosión. La ausencia de un margen de corrosión ocasiona que estos recipientes se vean afectados por una pérdida general de metal, por lo tanto, los espesores medidos en el recipiente no cumplen con los requisitos mínimos de funcionamiento para su continuidad en servicio. Por ello la presente investigación tiene como objetivo aplicar la norma API 579-1/ ASME FFS-1 para evaluar la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida general de metal.

Para tal fin, se inició con una recopilación de datos de las inspecciones realizadas a recipientes a presión estacionarios de GLP, para poder identificar la cantidad de recipientes que presentan pérdida general de metal y seleccionar una cantidad pequeña de estos recipientes como muestra para evaluar su integridad mecánica mediante la norma API 579-1/ ASME FFS-1. Aplicando la norma API 579-1/ ASME FFS-1 pudimos calcular sus parámetros más importantes (espesor requerido,

vida remanente y MAWP) y con estos resultados poder determinar su continuidad en servicio de los recipientes.

Finalmente se evaluó en el software SPSS los parámetros calculados anteriormente en los recipientes que presentaron y no presentaron una evaluación mediante la norma API 579-1/ ASME FFS-1.

6.1.2. Contrastación con las hipótesis específicas

Para la contrastación de las hipótesis específicas se detalla lo siguiente: La primera hipótesis específica planteó que la aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 disminuye el espesor requerido en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C. Lo que se llegó a corroborar en nuestra investigación debido a que para los recipientes de 1000 galones el espesor requerido se redujo de 6.05 mm a 5.44 mm, para los recipientes de 500 galones el espesor requerido se redujo de 5.53 mm a 4.98 mm y para los recipientes de 250 galones el espesor requerido se redujo de 4.65 mm a 4.19 mm.

La segunda hipótesis planteó que la aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 aumenta la vida remanente en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C. Esto lo pudimos corroborar debido a que, antes de la evaluación con la norma API 579-1/ ASME FFS-1, los recipientes presentaban espesores inferiores al requerido, por lo tanto, no cumplían los requisitos mínimos de funcionamiento para continuar en servicio. Sin embargo, después de la evaluación ASME FFS-1, los recipientes tuvieron una vida calculada superior a los 20 años.

La tercera hipótesis planteó que la aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 aumenta la MAWP en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C. Esto lo pudimos corroborar debido a que, antes de la evaluación con la norma API 579-1/ ASME FFS-1, los recipientes presentaban una MAWP inferior a la presión de diseño (250 PSI), por lo tanto, no cumplían los requisitos mínimos de funcionamiento para continuar en servicio. Sin embargo, después de la evaluación ASME FFS-1, los recipientes tuvieron una MAWP superior a los 250 psi.

6.2. Contrastación de resultados con otros estudios similares

6.2.1. Contrastación con resultados nacionales

En referencia a la contrastación con resultados nacionales se tiene lo siguiente:

En su investigación Zamora (2017), concluyó que con la aplicación de metodología aplicada en la norma se pudo definir la aptitud para el servicio del recipiente horizontal presurizado TKAY-2640 que, a pesar de contar con daño de corrosión por picadura, puede continuar en operación normal superando el nivel de evaluación para este tipo de daño, además de obtener una vida remanente de 5.59 años; comparado con nuestra investigación, donde obtuvimos una vida remanente calculada superior a los 20 años para los recipientes evaluados, cumpliendo el objetivo de que puedan continuar en servicio.

6.2.2. Contrastación con resultados internacionales

En referencia a la contrastación con resultados internacionales se tiene lo siguiente:

En su investigación Balcer y Avellaneda (2020), los principales resultados de la evaluación del FFS indicaron si el componente puede o no continuar en operación, generando una documentación para futuros monitoreos o inspecciones establecidas a partir del estudio realizado,

además se realizó una aproximación de la vida remanente de la pieza para generar planes de mantenimiento predictivos y correctivos que lleguen a ser necesarios. La vida remanente calculada para el cabezal es de 8.31 años y para el cuerpo es 13.2 años; comparado con nuestra investigación, donde los recipientes evaluados tienen una vida remanente calculada superior a los 20, garantizando así su continuidad en servicio.

VII. CONCLUSIONES

- Al evaluar la aptitud de servicio aplicando la norma API 579-1/ ASME FFS-1 se obtuvo que los recipientes cumplen los criterios mínimos de aceptación para continuar en servicio. Por lo tanto, los recipientes pasaron de tener una condición no conforme a tener una condición aceptable para continuar en operación, evitando así un cambio del recipiente y todo lo que eso conlleva (retiro del recipiente, compra de recipiente nuevo, instalación, compra de nueva instrumentación, ensayos, certificación, etc.).
- Al evaluar el espesor requerido aplicando la norma API 579-1/ ASME FFS-1 en los recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal, se obtuvo una reducción del 10% del espesor requerido con lo cual los recipientes cumplen con el criterio mínimo de aceptación con respecto al espesor promedio medido a partir de lecturas puntuales de espesor para continuar en operación.
- Al evaluar el MAWP aplicando la norma API 579-1/ ASME FFS-1 en los recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal, se obtuvo un incremento del 10% de la MAWP con lo cual los recipientes cumplen con el criterio mínimo de aceptación con respecto al MAWP a partir de lecturas puntuales de espesor para continuar en operación.
- Al evaluar la vida remanente aplicando la norma API 579-1/ ASME FFS-1 en los recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal, se obtuvo como resultado el valor de vida remanente mayores a 20 años. Por lo tanto, se debe realizar la próxima inspección externa en 5 años y se debe realizar la próxima inspección interna en 10 años desde su fecha de evaluación según los ítems 7.8 y 7.9 del código API 510.

VIII. RECOMENDACIONES

- Se debe realizar monitoreos periódicos a los recipientes según como lo exige el código API 510, la cual nos exige un monitoreo externo cada 5 años como máximo y monitoreo interno cada 10 años o la mitad de la vida remanente calculada. Sin embargo, el recipiente adicional a esto requiere un adecuado mantenimiento para que mitigue el daño mecánico que presenta y podría presentar a lo largo del tiempo, como la aplicación de revestimientos o recubrimientos sólidos de barrera para mantener el medio ambiente aislado del metal base que ha sufrido daños previos.
- Se debe realizar un monitoreo de los elementos evaluados mediante mediciones de espesores por ultrasonido para verificar la eficacia de los métodos de mitigación aplicados anteriormente y también para observar condiciones que podrían generar nuevos daños mecánicos a lo largo del tiempo. Además, con este monitoreo se puede calcular una velocidad de corrosión a corto plazo, así podremos tener un valor más exacto y específico de cómo se está comportando cada elemento del recipiente y cuál es su desgaste con el paso de los años.
- Para las evaluaciones de los recipientes se deben tener en cuenta la correcta calibración de los equipos de medición para obtener datos exactos y fiables, que la información de inspección obtenida sea detallada y minuciosa (espesor mínimo, espesor promedio, CML's, documentación histórica del recipiente, etc.). Esto nos ayudara a realizar una mejor evaluación en las próximas inspecciones y monitoreos.

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alan Neill, David y Cortez Suárez, Liliana. 2017. *Procesos y fundamentos de la investigación científica*. Machala : UTMACH, 2017. 978-9942-24-093-4.
- API 510. 2022. *Pressure Vessel Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration*. s.l. : 11th Edition, October 2022, 2022.
- API 579-1/ASME-FFS-1. 2021. *FITNESS-FOR-SERVICE*. s.l. : Diciembre 2021, 2021.
- API-571. 2020. *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*. s.l. : 3rd Edition, March 2020, 2020.
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II. 2021. *Materials*. s.l. : ASME, 2021.
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII. Division 1. 2021. *Rules for Construction of Pressure Vessels*. s.l. : ASME, 2021.
- Balcero Primo, Edison Heliberto y Avellaneda Carreño, Oscar Yessid. 2020. *Establecer la integridad estructural de un tanque con presión interna aplicando la norma API 579*. Bogotá D.C. : Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2020.
- Bernal, César A. 2010. *Metodología de la investigación*. Bogotá : Pearson, 2010. ISBN 978-958-699-128-5.
- Calderón, Sierra Mayerly y Calderón Calderón, Elkin Yesid. 2018. *Análisis Ambiental Comparativo del Uso del Gas Licuado del Petróleo (GLP) Como Combustible Sustituto del Gas Natural Vehicular (GNV) en Colombia*. Bucaramanga : Universidad Industrial de Santander, 2018.
- Carrión Viramontes, Francisco J, y otros. 2003. *La evaluación no destructiva de materiales estructurales y puentes*. Mexico : s.n., 2003. 0188-7297.
- Casarrubias Álvarez, Ángel David. 2017. *Determinación del grado de conservadurismo de la evaluación de abolladuras en tubos con presión interna del nivel 1 de evaluación del estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007*. México : Instituto Politecnico Nacional, 2017.

Del Castillo, Rodríguez Felipe Díaz. 2018. *Recipientes a presión*. México : Universidad Nacional Autónoma de México, 2018.

Espinoza Montes, Ciro. 2010. *Metodología de investigación tecnológica*. Huancayo : Imagen Grafica SAC, 2010. 978-612-00-0222-3.

Failure Prediction of Cracked Pressure Vessel under Fatigue. Akbar, Musthafa. 2016. s.l. : International Society of Ocean, Mechanical and Aerospace Scientists and Engineers, 2016, Vol. 37.

Federico, Guzmán Leguízamo. Mateo y Nieto Calvo, Enrique Luis. 2016. *Evaluación de aptitud para el servicio del tanque T2013 de la empresa MEXICHEM aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1*. Cartagena : Universidad Tecnológica de Bolívar, 2016.

GASNOVA. 2017. GASNOVA. [En línea] 2017. [Citado el: 19 de Noviembre de 2023.] <https://www.gasnova.co/sobre-el-glp/que-es-el-glp/>.

Gil Pingo, Gian Giovanni. 2016. *Evaluación de la capacidad para el servicio de una tubería sometida a presión interna, con presencia de pérdida localizada de material, en el marco de la norma API-579-1/ASME FFS-1*. Lima : Pontificia Universidad Católica del Perú, 2016.

Gomez Leon, Medali Yesica. 2022. *Evaluación de integridad de recipientes de GLP estacionario en servicio en base a la norma API 510, para conocer su vida útil*. Lima : Universidad Nacional Daniel Alcides Carrión, 2022.

Hernández Sampieri, Roberto. 2014. *Metodología de la Investigación*. México D.F. : Mc Graw Hill Education, 2014. ISBN: 978-1-4562-2396-0.

INERCO CONSULTORIA PERU S.A.C. 2023. *Integridad de activos*. España : s.n., 2023.

Kennedy, Clifford. 1987. *Inspection and Gaging 6th Ed*. s.l. : Industrial Press Inc., 1987.

León Estrada, Juan Manuel. 2001. *Diseño y cálculo de recipientes a presión*. México D. F. : Ingeniería León S.A. de C.V., 2001.

LIMA GAS S.A. 2018. *Hoja de datos de seguridad (MSDS) del GLP (Gas Licuado de Petróleo)*. 2018. Revisión 08.

Megyesy, Eugene. 2008. *Pressure Vessel Handbook 14th Edition*. s.l. : Pressure Vessel Handbook Pub., 2008.

Navarrete Cueva, Edison Fernando y Salgado Rodas, Olga Celinda. 2007. *Determinación de la corrosividad atmosférica de las ciudades de Santo Domingo y Esmeraldas*. Quito : QUITO/ EPN/ 2007, 2007.

NTP-321.123. 2012 (revisada el 2018). *Gas Licuado de Petróleo. Instalaciones para Consumidores Directos y Redes de Distribución*. Lima : Norma Técnica peruana, 2012 (revisada el 2018).

On the Assessment of non-metallic inclusions by part 13 of API 579 - 1/ASME FFS-1 2016. González Velázquez, Jorge Luis, Entezari, Ehsan y Szpunar, Jerzy A. 2021. 59, México : Italian Group of Fracture, 2021, Vol. 16.

Rios Ramirez, Roger Ricardo. 2017. *Metodología para la investigación y redacción*. Málaga : Servicios Académicos Intercontinentales S.L., 2017. ISBN-13: 978-84-17211-23-3.

Romero Pino, Belkis Enidian. 2010. *Evaluación de los criterios de diseño y configuración estructural de recipientes a presión*. Barcelona : Universidad de Oriente, 2010.

Romero, García Edwin. 2017. *Análisis de una propuesta para la planeación y el desarrollo de la especialidad en ensayos no destructivos (END) e inspección*. México D.F. : Instituto Politécnico Nacional, 2017.

Rondinel Casas, Miguel Angel y Jose, Enrique Villegas Juan. 2018. *Diseño de un plan de mantenimiento preventivo en recipientes de alta presión de 250 psig para el almacenamiento, transporte de GLP y su certificado de conformidad. Planta Zinsac del Perú - Puente Piedra*. Callao : Universidad Nacional del Callao, 2018.

SGS Pakistan. 2023. SGS. [En línea] Nimra Imran, 04 de Agosto de 2023. [Citado el: 22 de Noviembre de 2023.] <https://www.sgs.com/en-pk/news/2023/08/sgs-conducted-ffs-assessment-as-per-api-579-1-for-oil-gas-terminal-in-pakistan-as-part-of-aim>.

Tipos de justificación en la investigación científica. Fernández Bedoya, Víctor Hugo. 2020. 3, Lima : REVISTA ESPÍRITU EMPRENDEDOR TES, 2020, Vol. 4. ISSN 2602-8093.

Urbáez R., Carlos Ramón. 2009. *Estudio integral de corrosión en los pozos petroleros intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uracoa, Empresa Mixta Petrodelta*. Caracas : s.n., 2009.

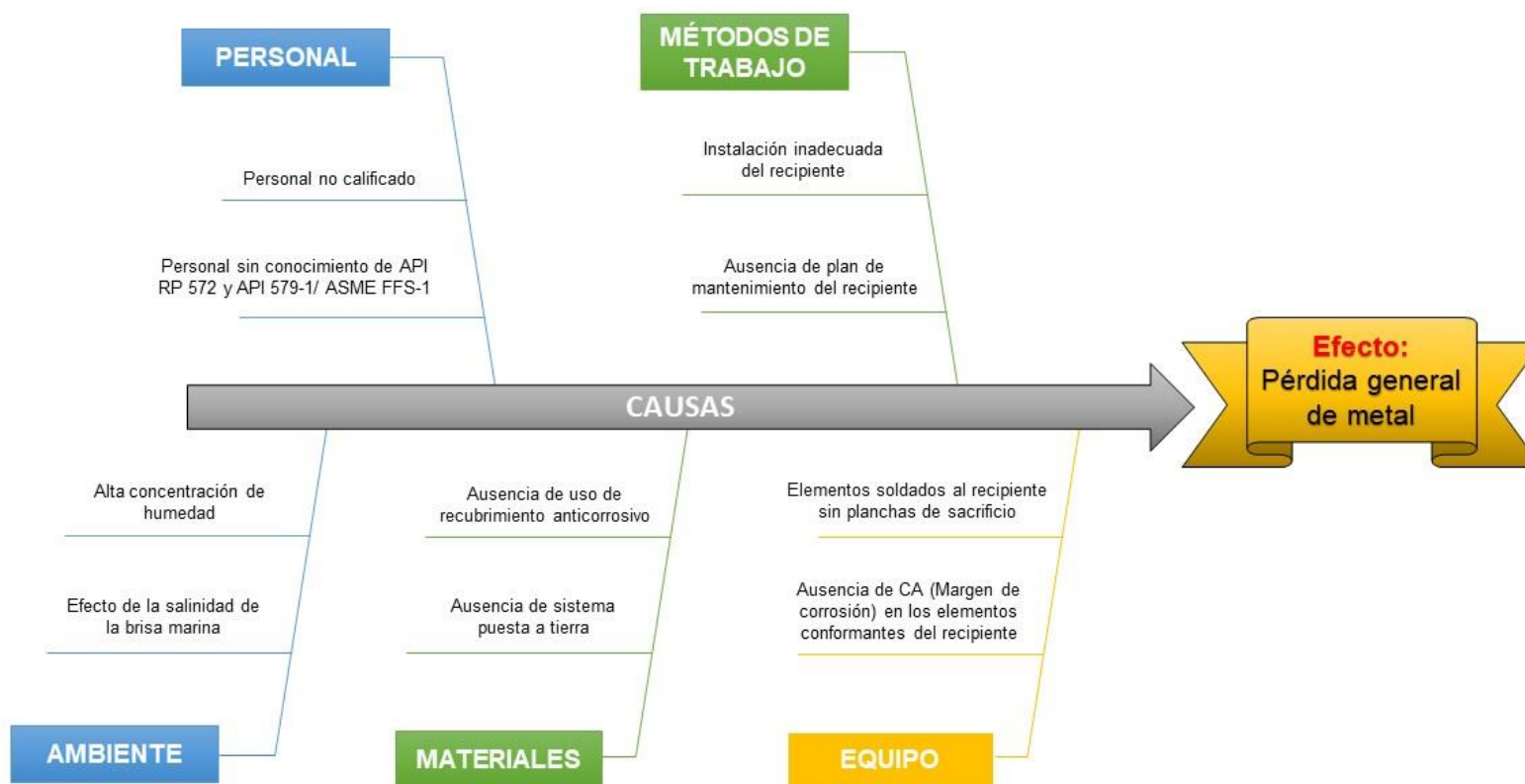
Valderrama Mendoza, Santiago. 2015. *Pasos para elaborar proyectos de investigación científica*. Lima : San Marcos, 2015.

Véliz Mendoza, Leonardo César. 2016. *EVALUACIÓN DE UNA TUBERÍA A PRESIÓN DE ACERO DE BAJO CARBONO DAÑADA POR FUEGO MEDIANTE LA NORMA API 579-1/ASME FFS-1*. Lima : Pontificia Universidad Católica del Perú, 2016.

Zamora Diaz, Fredi. 2017. *Evaluación de la aptitud para el servicio de acuerdo a la norma API 579-1_ASME FFS-1 del recipiente horizontal presurizado TKAY-2640, afectado por corrosión por picadura*. Villa El Salvador : Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur, 2017.

ANEXOS

Anexo 1: Diagrama de Ishikawa



Anexo 2: Matriz de consistencia

APLICACIÓN DE LA NORMA API 579-1/ASME FFS-1 PARA LA EVALUACIÓN DE LA APTITUD DE SERVICIO EN RECIPIENTES A PRESIÓN ESTACIONARIOS DE GLP AFECTADOS POR PÉRDIDA GENERAL DE METAL EN LA EMPRESA MARCONSULT CERTIFICACIONES						
Problema General	Objetivo General	Hipótesis General	Variables	Dimensiones	Indicadores	Metodología
¿Cómo la aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 permite la evaluación de la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones?	Aplicar la norma API 579-1/ ASME FFS-1 para evaluar la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.	La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 mejora la aptitud de servicio en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.	NORMA API 579-1/ASME FFS-1	* Identificación de defecto o daño * Evaluación * Disponibilidad	- Dimensionamiento de áreas afectadas - Técnica de evaluación y criterio de aceptación. - Cálculo de nueva vida útil remanente	Tipo: Aplicada Diseño: Experimental Enfoque: Cuantitativo Nivel: Explicativo Alcance temporal: Transversal
Problemas Específicos	Objetivos Específicos	Hipótesis Específicas				Método: Hipotético-Deductivo Población: Recipientes a presión estacionarios de GLP. Muestra: Un recipiente a presión estacionarios de GLP para cada capacidad (250 gal, 500 gal y 1000 gal)
¿Cómo se evalúa el espesor requerido aplicando la norma API 579/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones?	Evaluar el espesor requerido aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.	La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 disminuye el espesor requerido en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.		Espesor requerido	- Radio Interior - Presión de Diseño - Material de fabricación - Esfuerzo Permisible del material de fabricación - Eficiencia de Junta	Técnica de recolección: Observación Directa Instrumento: Herramientas de medición, ficha de recolección de datos, cámara fotográfica Técnica de recolección: Análisis Documental Instrumento: Data report, certificados de conformado e inspección, informes de mantenimiento
¿Cómo se evalúa la vida remanente aplicando la norma API 579/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones?	Evaluar la vida remanente aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.	La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 aumenta la vida remanente en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.	APTITUD DE SERVICIO	Vida remanente	- Espesor nominal - Espesor mínimo medido en inspección - Año de fabricación - Año de inspección	
¿Cómo se evalúa el MAWP aplicando la norma API 579/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones?	Evaluar el MAWP aplicando la norma API 579-1/ASME FFS-1 en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por pérdida general de metal en la empresa Marconsult Certificaciones S.A.C.	La aplicación de la norma API 579-1/ ASME FFS-1 aumenta la MAWP en recipientes a presión estacionarios de GLP afectados por la pérdida de metal en la empresa Marconsult Certificaciones.		MAWP	- Radio Interior - Espesor medido en inspección - Material de fabricación - Esfuerzo Permisible del material de fabricación - Eficiencia de Junta	

Anexo 3: Carta de autorización de uso de datos de la empresa



CARTA DE AUTORIZACIÓN DE USO DE DATOS DE LA EMPRESA

Yo Julio Noé Sanchez Sanchez identificado con DNI 29327765, en mi calidad de Representante Legal del área de Gerencia General, de la empresa/institución Marconsult Certificaciones S.A.C. con R.U.C N° 20610003690, ubicada en la ciudad de La Perla – Callao.

OTORGO LA AUTORIZACIÓN

A los señores Jean Piere Arbieto Campana y Juan Manuel Choque Quispe identificados con DNI N° 73335761 y 73042525, bachilleres de la escuela profesional de ingeniería mecánica que utilice la siguiente información de:

- Logo de la empresa.
- Data de campo de recipientes estacionarios de GLP inspeccionados con series M0825344, M1003189 y M0712025.
- Resultados de inspecciones de 140 recipientes estacionarios de GLP (42 recipientes con capacidad de 250 gal (USA), 42 recipientes con capacidad de 500 gal (USA) y 56 recipientes con capacidad de 1000 gal (USA) dentro del periodo de enero a noviembre del 2023.

con la finalidad de que pueda desarrollar su () Tesis o () Trabajo de suficiencia profesional para optar el Título Profesional.

Indicar si el Representante que autoriza la información de la empresa, solicita mantener el nombre o cualquier distintivo de la empresa en reserva, marcando con una "X" la opción seleccionada.

- () Mantener en Reserva el nombre o cualquier distintivo de la empresa; o
() Mencionar el nombre de la empresa.

MARCONSULT
Julio Sanchez Sanchez
Gerente General

Firma y sello del Representante Legal
Julio Noé Sanchez Sanchez
DNI: 29327765

www.marconsult-fidens.com
Oficina Principal: Av. Santa Rosa 797 La Perla - Callao.
Telf. (+511) 611-2200.

Anexo 4: Data Report del recipiente M0825344

FORM U-1A MANUFACTURER'S DATA REPORT FOR PRESSURE VESSELS
 (Alternative Form for Single Chamber, Completely Shop or Field Fabricated Vessels Only)
 As Required by the Provisions of the ASME Boiler and Pressure Vessel Code Rules, Section VIII, Division 1

1. Manufactured and certified by Trinity Industrias de Mexico S de RL de CV, Prolongacion Ave., Francisco I Madero S/N, Zona Ind., Frontera, Coahuila, 25850, MEXICO
 (Name and address of manufacturer)

2. Manufactured for UNKNOWN
 (Name and address of purchaser)

3. Location of Installation NOT KNOWN
 (Name and address)

4. Type Horizontal M0825335 to M0825345 L4387.5C 0074001100001 r E M0825335-M0825345 2008
 (Horizontal or vertical, tank) (Manufacturer's serial number) (CRN) (Drawing No.) (National Board number) (Year built)

5. The chemical and physical properties of all parts meet the requirements of material specifications of the ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE. The design, construction, and workmanship conform to ASME Rules, Section VIII, Division 1 2007 to -
 (Code Case numbers) (Special Service per UG-120(d)) (year) (Addenda (Date))

6. Shell: SA-455 0.238" 0" 3' 4.484" (ID) 12' 7.563"
 (Material spec. number, grade) (Nominal thickness) (Corr. allow.) (Inner diameter) (Length overall)

7. Seams: TYPE 1 * Full 100% N/A N/A TYPE 2 Spot N/A 3
 (Long, welded, dbl., srngl., lap, butt) R.T. (Spot or Full) Eff. (%) (H.T. temp) Time (hr) (Grth. welded, dbl., srngl., lap, butt) [R.T. (spot or full)] Eff. (%) No. of Courses

8. Heads: (a) Material SA-285C (b) Material _____
 (Spec. no., grade) (Spec. no., grade)

Location (Top, Bottom, Ends)	Minimum Thickness	Corrosion Allowance	Crown Radius	Knuckle Radius	Elliptical Ratio	Conical Apex Angle	Hemispherical Radius	Flat Diameter	Side to Pressure (Convex or Concave)
(a) ENDS	0.202"	0"	N/A	N/A	N/A	N/A	20.278"	N/A	Concave

If removable, bolts used (describe other fastenings) _____
 (Material, spec. number, grade, size, number)

9. MAWP 250 psi N/A at max. temp. 125 °F N/A
 (Internal) (External) (Internal) (External)

Min. design metal temp. -20 °F at 250 psi Hydro, pneu., or comb. test pressure HYDRO. at 400 psi

10. Nozzles, inspection and safety valve openings:

Purpose (Inlet, Outlet, Drain)	Number	Diameter or Size	Type	Material	Nominal Thickness	Reinforcement Material	How Attached	Location
MULTIVALVE	1	0.75"	CPLG	SA105	0.391"	N/A	UW16.2(c)	N/A
FLOAT GAUGE	1	1"	CPLG	SA105	0.359"	N/A	UW16.2(c)	N/A
FILL	1	1.25"	CPLG	SA105	0.325"	N/A	UW16.2(c)	N/A

Additional Nozzles - See Attached U-4...

11. Supports: Skirt NO Lugs N/A Legs 4 Other N/A Attached SHELL, WELDED
 (Yes or no) (Number) (Number) (Describe) (Where and how)

12. Remarks: Manufacturer's Partial Data Reports properly identified and signed by Commissioned Inspectors, have been furnished for the following items of the report:
N/A
 (Name of part, item number, Manufacturer's name and identifying stamp)

1000 NOM. W.G. AG LPG DOMESTIC TANK TO BE USED IN A NON-CORROSIVE SERVICE. CONSTRUCTED UNDER THE PROVISIONS OF UG-90 (c) (2). IMPACT TESTING EXEMPT PER UG-20 (f). *REAL TIME RADIOSCOPIC EXAM. LONG SEAM. **FIG UW-16.1(w-1) FILLET WELD OUTSIDE ONLY. HEMI HEADS TO SHELL PER UW13.1(i). CHANGE ADDRESS, PRESSURE HYDRO TEST BY DEV. ORDER # 041110DV DELETED ADDRESS. NEW CRN

CERTIFICATE OF SHOP/FIELD COMPLIANCE

We certify that the statements made in this report are correct and that all details of design, material, construction, and workmanship of this vessel conform to the ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE, Section VIII, Division 1. "U" Certificate of Authorization No. 23678 expires 07/18/2009

Date 06/23/2008 Co. name Trinity Industrias de Mexico S de RL de CV Signed _____
 (Manufacturer) (Representative)

CERTIFICATE OF SHOP/FIELD INSPECTION

Vessel constructed by Trinity Industrias de Mexico S de RL de CV at 25850, MEXICO, Prolongacion Ave., Francisco I Madero S/N, Zona Ind., Frontera, Coahuila, I, the undersigned, holding a valid commission issued by The National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspectors and/or the State or Province TX and employed by OneBeacon America Insurance Co. of Lynn, MA have inspected the component described in this Manufacturer's Data Report on June 23, 2008 and state that, to the best of my knowledge and belief, the Manufacturer has constructed this pressure vessel in accordance with ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE, Section VIII, Division 1. By signing this certificate neither the Inspector nor his/her employer makes any warranty, expressed or implied, concerning the pressure vessel described in this Manufacturer's Data Report. Furthermore, neither the Inspector nor his/her employer shall be liable in any manner for any personal injury or property damage or a loss of any kind arising from or connected with this inspection.

Date 06/28/2008 Signed [Signature] Commissions 12771A, TX1746
 (Authorized Inspector) (National Board (incl. endorsements), State, Province and number)

845457

exc: v4.4.3

ORIGINAL



TRINITY INDUSTRIAS DE MEXICO



Anexo 5: Data Report del recipiente M1003189

FORM U-1A MANUFACTURER'S DATA REPORT FOR PRESSURE VESSELS
(Alternative Form for Single Chamber, Completely Shop or Field Fabricated Vessels Only)
As Required by the Provisions of the ASME Boiler and Pressure Vessel Code Rules, Section VIII, Division 1

Shop Order Number _____

1. Manufactured and certified by Trinity Industrias de Mexico S de RL de CV, Prolongacion Ave., Francisco I Madero S/N, Zona Ind., Frontera, Coahuila, 25650, MEXICO
(Name and address of manufacturer)

2. Manufactured for Trinity Containers, LLC, 2525 Stemmons Freeway, Dallas, Texas, 75207, USA
(Name and address of purchaser)

3. Location of Installation Not Known
(Name and address)

4. Type Horizontal M1003189 L4388.5C 0074001050001 rF M1003189 2010
(Horizontal or vertical, tank) (Manufacturer's serial number) (C.R.N.) (Drawing No.) (National Board number) (Year built)

5. The chemical and physical properties of all parts meet the requirements of material specifications of the ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE. The design, construction, and workmanship conform to ASME Rules, Section VIII, Division 1 2007 to A-09
(Code Case numbers) (Special Service per UG-120(d)) (year) (Addenda (Date))

6. Shell: SA-455 0.218" 0" 3' 0.984" (ID) 6' 10.25"
(Material spec. number, grade) (Nominal thickness) (Corr. allow.) (Inner diameter) (Length (overall))

7. Seams: TYPE 1 * Full 100% N/A N/A TYPE 2 Spot 80% 2
(Long. welded, cbl., singl., lap, butt) (R.T. (Spot or Full)) (Eff. (%)) (H.T. temp) (Time (hr)) (Grth. (welded, dbl., singl., lap, butt)) (R.T. (spot or full)) (Eff. (%)) (No. of Courses)

8. Heads: (a) Material SA-285C (b) Material _____
(Spec. no., grade) (Spec. no., grade)

Location (Top, Bottom, Ends)	Minimum Thickness	Corrosion Allowance	Crown Radius	Knuckle Radius	Elliptical Ratio	Conical Apex Angle	Hemispherical Radius	Flat Diameter	Side to Pressure (Convex or Concave)
(a) ENDS	0.185"	0"	N/A	N/A	N/A	N/A	18.525"	N/A	Concave

If removable, bolts used (describe other fastenings) _____
(Material spec. number, grade, size, number)

9. MAWP 250 psi _____ at max. temp. 125 °F _____
(Internal) (External) (Internal) (External)

Min. design metal temp. -20 °F at 250 psi Hydro, pneu., or comb. test pressure HYDRO. at 400 psi

Proof test N/A

10. Nozzles, inspection and safety valve openings:

Purpose (Inlet, Outlet, Drain)	Number	Diameter or Size	Type	Material	Nominal Thickness	Reinforcement Material	How Attached	Location
MULTIVALVE	1	0.75" NPS	CPLG	SA105	0.391"	N/A	UW16.2(c)	N/A
FLOAT GAUGE	1	1" NPS	CPLG	SA105	0.359"	N/A	UW16.2(c)	N/A
FILL	1	1.25" NPS	CPLG	SA105	0.325"	N/A	UW16.2(c)	N/A

Additional Nozzles - See Attached U-4...

11. Supports: Skirt NO Lugs 2 Legs 4 Other N/A Attached SHELL, WELDED
(Yes or no) (Number) (Number) (Number) (Describe) (Where and how)

12. Remarks: Manufacturer's Partial Data Reports properly identified and signed by Commissioned Inspectors, have been furnished for the following items of the report:
N/A
(Name of part, item number, Manufacturer's name and identifying stamp)

500 NOM. W.G. AGPT LPG DOMESTIC TANK TO BE USED IN A NON-CORROSIVE SERVICE. CONSTRUCTED UNDER THE PROVISIONS OF UG-90 (c) (2). IMPACT TESTING EXEMPTED PER UG-20 (F).
*REAL TIME RADIOSCOPIC EXAM. LONG SEAM. SPOT X-RAY PER UW-11 (b) (RT-4). JOINT HEMI HEADS TO SHELL.
Additional Remarks - See Attached U-4...

CERTIFICATE OF SHOP/FIELD COMPLIANCE

We certify that the statements made in this report are correct and that all details of design, material, construction, and workmanship of this vessel conform to the ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE, Section VIII, Division 1. "U" Certificate of Authorization No. 23678 expires 07/18/2012

Date 01/28/2010 Co. name Trinity Industrias de Mexico S de RL de CV Signed _____
(Manufacturer) (Representative)

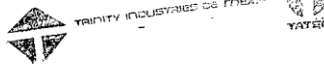
CERTIFICATE OF SHOP/FIELD INSPECTION

Vessel constructed by Trinity Industrias de Mexico S de RL de CV at 25650, MEXICO, Prolongacion Ave., Francisco I Madero S/N, Zona Ind., Frontera, Coahuila, I, the undersigned, holding a valid commission issued by The National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspectors and/or the State or Province TX and employed by OneBeacon America Insurance Co. of Lynn, MA have inspected the component described in this Manufacturer's Data Report on January 28, 2010 and state that, to the best of my knowledge and belief, the Manufacturer has constructed this pressure vessel in accordance with ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE, Section VIII, Division 1. By signing this certificate neither the Inspector nor his/her employer makes any warranty, expressed or implied, concerning the pressure vessel described in this Manufacturer's Data Report. Furthermore, neither the Inspector nor his/her employer shall be liable in any manner for any personal injury or property damage or a loss of any kind arising from or connected with this inspection.

Date 03/19/2010 Signed [Signature] Commissions 12771A, TX1746
(Authorized Inspector) (National Board (incl. endorsements), State, Province and number)

1138207 exe: v4.8.3 Form and version: U1A-16

ORIGINAL



Anexo 6: Data Report del recipiente M0712025

(Alternative Form for Single Chamber, Completely Shop or Field Fabricated Vessels Only)
As Required by the Provisions of the ASME Code Rules, Section VIII, Division 1

1. Manufactured and certified by Trinity Ind. De Mexico S De RL De CV, Prolongacion Ave., Francisco I Madero S/N, Zona Ind., Frontera, Coahuila, 25650, MEXICO
(Name and address of manufacturer)

2. Manufactured for NOT KNOWN
(Name and address of purchaser)

3. Location of Installation NOT KNOWN
(Name and address)

4. Type Horizontal M0711937 to M0712031 L4280.5123467890TY 0074001025001 rC M0711937-M0712031 2007
(Horiz. or Vert. tank) (Mfr's serial No.) (CRN) (Drawing No.) (Nat'l. Bd. No.) (Year built)

5. The chemical and physical properties of all parts meet the requirements of material specifications of the ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE. The design, construction, and workmanship conform to ASME Rules, Section VIII, Division 1 2004 to 2006
Code Case Nos. N/A Special Service per UG-120(d) N/A Addenda (Date) 2004 2006

6. Shell: SA-455 0.183" 0" 2' 7.134" (ID) 4' 8.625"
Matl. (Spec. No., Grade) Nom. Thk. (in.) Corr. Allow. (in.) Diam. I.D. (ft. & in.) Length (overall) (ft. & in.)

7. Seams: TYPE 1 * Full 100% N/A N/A TYPE 2 Spot N/A 1
Long. (Welded, Dbl., Singl., Lap, Butt) R.T. (Spot or Full) Eff. (%) H.T. Temp (°F) Time (hr) Girth. (Welded, Dbl., Singl., Lap, Butt) R.T. (Spot or Full) Eff. (%) No. of Courses

8. Heads: (a) Mat'l: SA-414C (b) Mat'l: _____
(Spec. No., Grade) (Spec. No., Grade)

Location (Top, Bottom, Ends)	Minimum Thickness	Corrosion Allowance	Crown Radius	Knuckle Radius	Elliptical Ratio	Conical Apex Angle	Hemispherical Radius	Flat Diameter	Side to Pressure (Convex or Concave)
<u>ENDS</u>	<u>0.156"</u>	<u>0"</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>15.594"</u>	<u>N/A</u>	<u>Concave</u>

If removable, bolts used (describe other fastenings) _____
(Mat'l., Spec. No., Gr., Size, No.) N/A

9. MAWP 250 N/A psi at max. temp. 125 N/A °F
(internal) (external) (internal) (external)
Min. design metal temp. -20 °F at 250 psi Hydro, pneu., or comb. test pressure Hydro. at 400 psi

10. Nozzles, inspection and safety valve openings:

Purpose (Inlet, Outlet, Drain)	No.	Diam. or Size	Type	Mat'l.	Nom. Thk.	Reinforcement Mat'l.	How Attached	Location
<u>MULTIVALVE</u>	<u>1</u>	<u>0.75"</u>	<u>CPLG</u>	<u>SA105</u>	<u>0.391"</u>	<u>N/A</u>	<u>UW16.2(c)</u>	<u>N/A</u>
<u>FLAT GAUGE</u>	<u>1</u>	<u>1"</u>	<u>CPLG</u>	<u>SA105</u>	<u>0.359"</u>	<u>N/A</u>	<u>UW16.2(c)</u>	<u>N/A</u>
<u>FILL</u>	<u>1</u>	<u>1.25"</u>	<u>CPLG</u>	<u>SA105</u>	<u>0.325"</u>	<u>N/A</u>	<u>UW16.2(c)</u>	<u>N/A</u>
<u>RELIEF</u>	<u>1</u>	<u>0.75"</u>	<u>CPLG</u>	<u>SA105</u>	<u>0.391"</u>	<u>N/A</u>	<u>UW16.2(c)</u>	<u>N/A</u>

Additional Nozzles - See Attached U-4...

11. Supports: Skirt NO Lugs N/A Legs 4 Other N/A Attached SHELL, WELDED
(Yes or no) (No.) (No.) (Describe) (Where and how)

12. Remarks: Manufacturer's Partial Data Reports properly identified and signed by Commissioned Inspectors, have been furnished for the following items of the report:
N/A
(Name of part, item number, Mfr's name and identifying stamp)

NO NOM. W.G. AGPT LPG DOMESTIC TANK TO BE USED IN A NON-CORROSIVE SERVICE.
CONSTRUCTED UNDER THE PROVISIONS OF UG-90 (c) (2). IMPACT TESTING EXEMPT PER UG-20 (f).
REAL TIME RADIOSCOPIC EXAM. LONG SEAM. HEMI HEADS TO SHELL PER UW13.1(k). PRESSURE HYDRO TEST BY DEV. ORDER #050118DV.

CERTIFICATE OF SHOP/FIELD COMPLIANCE

We certify that the statements made in this report are correct and that all details of design, material, construction, and workmanship of this vessel conform to the ASME Code for Pressure Vessels, Section VIII, Division 1. "U" Certificate of Authorization No. 23678 expires 07/18/2009

Date 03/22/2007 Co. name Trinity Ind. De Mexico S De RL De CV Signed [Signature]
(Manufacturer) (Representative)

CERTIFICATE OF SHOP/FIELD INSPECTION

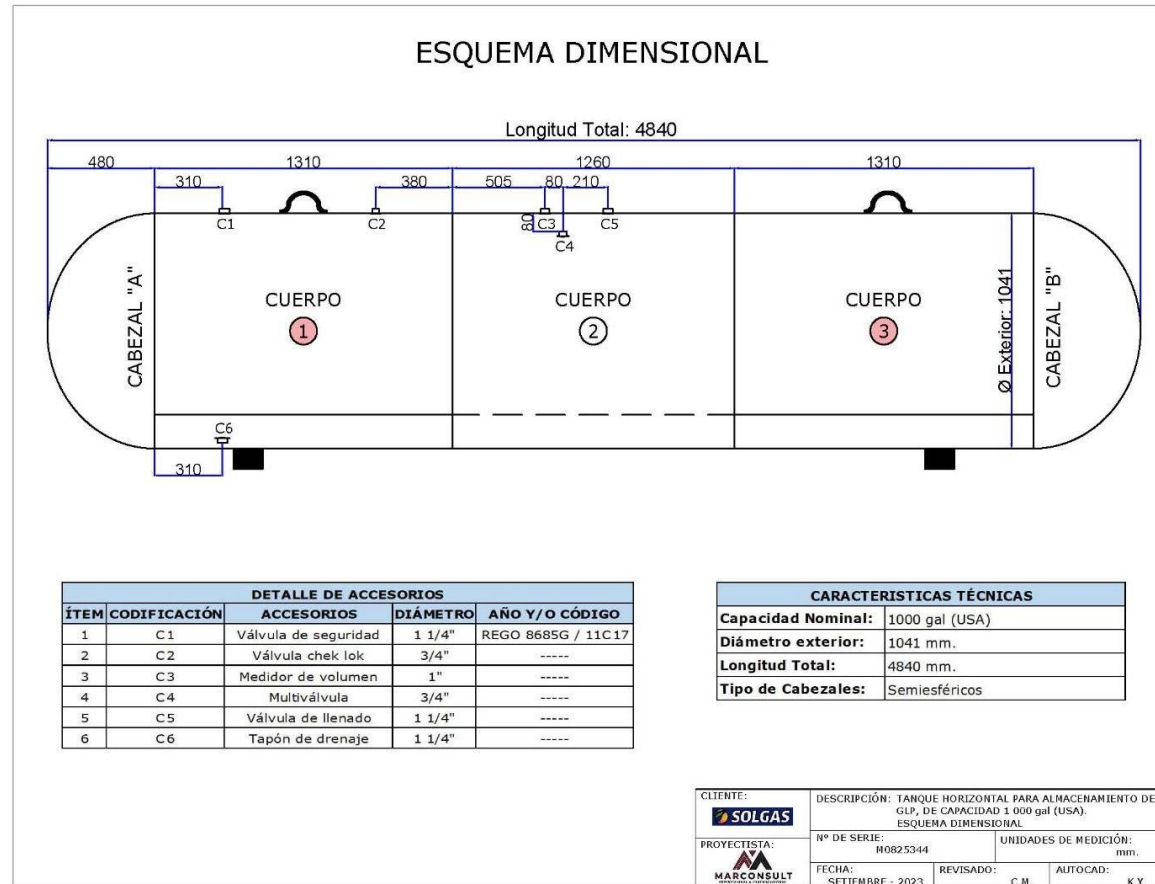
Vessel constructed by Trinity Ind. De Mexico S De RL De CV at 25650, MEXICO
undersigned, holding a valid commission issued by The National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspectors and/or the State or Province TX
and employed by OneBeacon America Insurance Co. of Boston, MA have inspected the component described in this Manufacturer's Data Report on March 22, 2007 and state that, to the best of my knowledge and belief, the Manufacturer has constructed this pressure vessel in accordance with ASME Code, Section VIII, Division 1. By signing this certificate neither the Inspector nor his employer makes any warranty, expressed or implied, concerning the pressure vessel described in this Manufacturer's Data Report. Furthermore, neither the Inspector nor his employer shall be liable in any manner for any personal injury or property damage or a loss of any kind arising from or connected with this inspection.

Date 03/23/2007 Signed [Signature] Commissions 12771A, TX1746
(Authorized Inspector) (Trinity Industries, Inc. (or other appropriate endorsements), State, Prov. and No.)

613997 exe: v4.1.20 **Trinity Industries, Inc.** S. de R. L. de C.V. Documento Original U1A-13
Firma [Signature] Fecha 02/29/07

Anexo 7: Esquema de inspección de recipiente M0825344

Esquema dimensional del recipiente M0825344



Fuente: Elaboración propia

Esquema de espesores del cuerpo del recipiente M0825344



Fuente: Elaboración propia

Nota: Distancias de CML's son lo más aproximadas durante la inspección en campo.

Tabla de espesores de los cuerpos del recipiente M0825344

CUERPO 1 - POSICIONES DE MONITOREOS (CMLs)

CUERPO 1			
N°	Espesor (mm)	N°	Espesor (mm)
1	6.04	31	6.06
2	6.07	32	6.05
3	6.08	33	6.05
4	6.07	34	6.01
5	6.03	35	5.98
6	6.01	36	5.97
7	5.99	37	6.06
8	6.06	38	6.06
9	6.08	39	6.04
10	6.06	40	6.04
11	6.08	41	6.01
12	6.03	42	5.99
13	5.99	43	6.04
14	5.98	44	6.05
15	6.06	45	6.04
16	6.07	46	6.03
17	6.05	47	6.02
18	6.07	48	5.99
19	6.04	49	6.03
20	6.04	50	6.05
21	6.02	51	6.03
22	6.04	52	6.04
23	5.98	53	6.00
24	6.05	54	6.00
25	6.06	55	6.04
26	6.04	56	6.06
27	6.06	57	6.06
28	6.02	58	6.01
29	5.96	59	6.01
30	5.97	60	5.95

CUERPO 2 - POSICIONES DE MONITOREOS (CMLs)

CUERPO 2			
N°	Espesor (mm)	N°	Espesor (mm)
1	6.15	31	6.14
2	6.15	32	6.16
3	6.12	33	6.15
4	6.11	34	6.05
5	6.07	35	6.10
6	6.05	36	6.13
7	6.04	37	6.16
8	6.06	38	6.15
9	6.07	39	6.14
10	6.10	40	6.12
11	6.13	41	6.15
12	6.14	42	6.11
13	6.15	43	6.07
14	6.13	44	6.09
15	6.14	45	6.08
16	6.13	46	6.13
17	6.14	47	6.14
18	6.06	48	6.14
19	6.06	49	6.13
20	6.12	50	6.06
21	6.14	51	6.08
22	6.07	52	6.10
23	6.14	53	6.13
24	6.04	54	6.14
25	6.06	55	6.14
26	6.08	56	6.14
27	6.10	57	6.12
28	6.09	58	6.13
29	6.05	59	6.15
30	6.12	60	6.09

CUERPO 3 - POSICIONES DE MONITOREOS (CMLs)

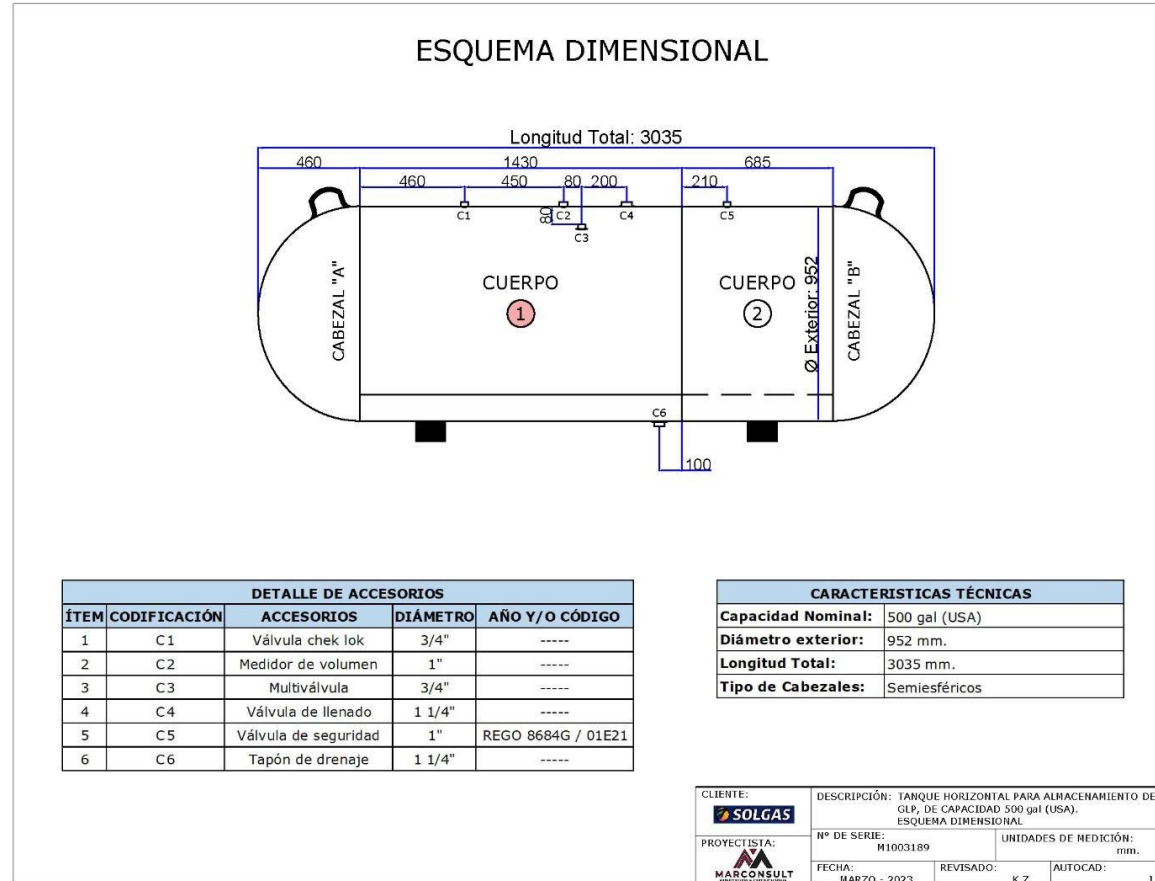
CUERPO 3			
N°	Espesor (mm)	N°	Espesor (mm)
1	5.97	31	6.02
2	6.00	32	6.02
3	5.99	33	6.00
4	5.98	34	5.98
5	5.96	35	5.95
6	5.96	36	5.96
7	6.00	37	6.04
8	5.99	38	6.05
9	5.99	39	6.04
10	5.98	40	6.02
11	5.97	41	6.01
12	6.02	42	5.99
13	6.01	43	6.05
14	6.01	44	6.05
15	6.01	45	6.04
16	6.00	46	6.03
17	6.01	47	6.01
18	5.99	48	6.00
19	6.01	49	6.03
20	6.03	50	6.05
21	6.04	51	6.02
22	6.03	52	6.01
23	6.02	53	6.00
24	6.00	54	5.98
25	6.00	55	6.04
26	6.02	56	6.06
27	6.02	57	6.04
28	6.03	58	6.01
29	6.05	59	6.00
30	6.03	60	5.98

CLIENTE: 	DESCRIPCIÓN: TANQUE HORIZONTAL PARA ALMACENAMIENTO DE GLP, DE CAPACIDAD 1 000 gal (USA). TABLA DE ESPESORES DE CUERPOS	
PROYECTISTA: 	N° DE SERIE: M0825344	UNIDADES DE MEDICIÓN: mm.
FECHA: SEPTIEMBRE - 2023	REVISADO: C.M.	AUTOCAD: K.Y.

Fuente: Elaboración propia

Anexo 8: Esquema de inspección de recipiente M1003189

Esquema dimensional del recipiente M1003189



Fuente: Elaboración propia

Esquema de espesores de los cuerpos del recipiente M1003189



CLIENTE: SOLGAS	DESCRIPCIÓN: TANQUE HORIZONTAL PARA ALMACENAMIENTO DE GLP, DE CAPACIDAD 500 gal (USA). ESQUEMA DE ESPESORES DE CUERPOS		
PROYECTISTA: MARCONSULT	Nº DE SERIE: M1003189	UNIDADES DE MEDICIÓN: mm.	
FECHA: MARZO - 2023	REVISADO: K.Z.	AUTOCAD: J.A.	

Fuente: Elaboración propia

Nota: Distancias de CML's son lo más aproximadas durante la inspección en campo.


Tabla de espesores de los cuerpos del recipiente M1003189

CUERPO 1 - POSICIONES DE MONITOREOS (CMLs)

CUERPO 1			
N°	Espesor (mm)	N°	Espesor (mm)
1	5.44	31	5.44
2	5.49	32	5.44
3	5.47	33	5.48
4	5.47	34	5.45
5	5.51	35	5.46
6	5.50	36	5.46
7	5.47	37	5.46
8	5.49	38	5.48
9	5.47	39	5.46
10	5.48	40	5.46
11	5.46	41	5.46
12	5.44	42	5.44
13	5.45	43	5.45
14	5.53	44	5.53
15	5.44	45	5.44
16	5.44	46	5.44
17	5.45	47	5.45
18	5.48	48	5.48
19	5.48	49	5.48
20	5.46	50	5.46
21	5.47	51	5.47
22	5.47	52	5.47
23	5.46	53	5.46
24	5.45	54	5.45
25	5.47	55	5.47
26	5.45	56	5.48
27	5.47	57	5.47
28	5.48	58	5.46
29	5.47	59	5.44
30	5.46	60	5.44

CUERPO 2 - POSICIONES DE MONITOREOS (CMLs)

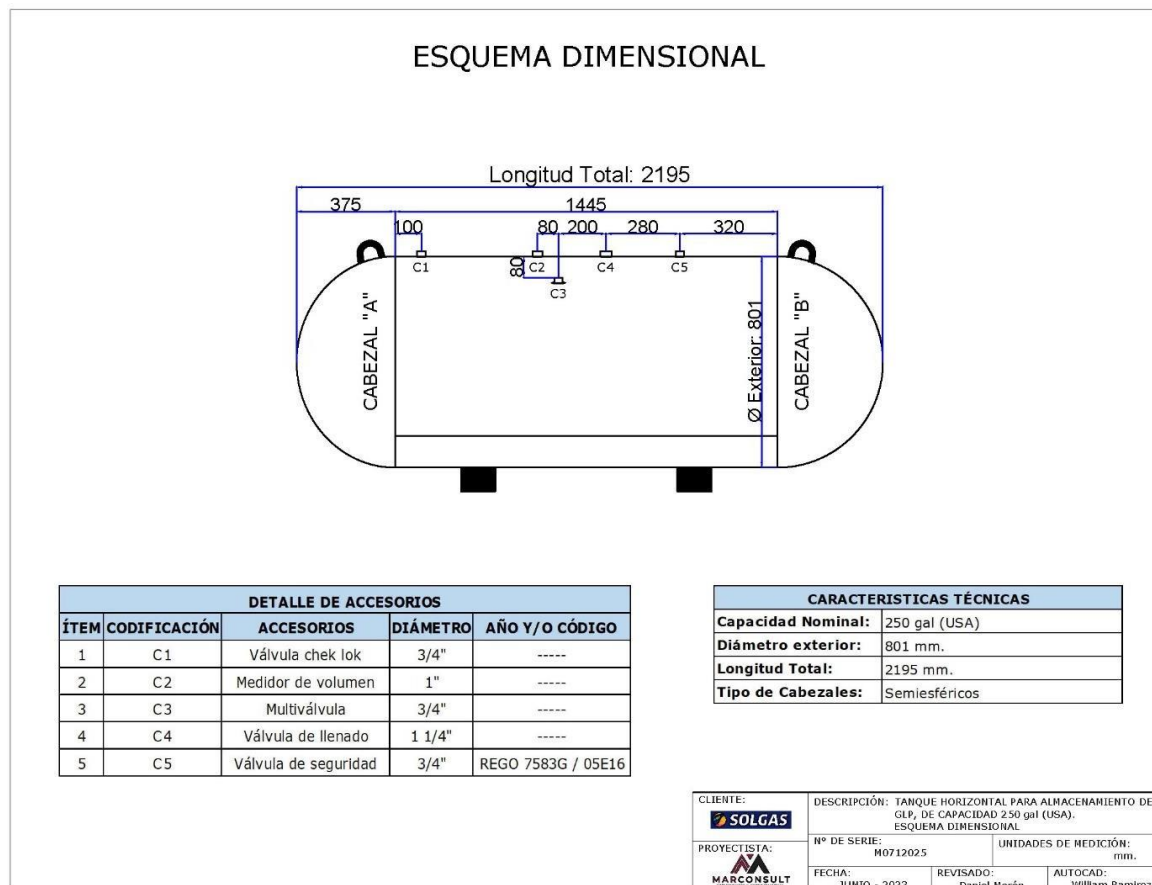
CUERPO 2			
N°	Espesor (mm)	N°	Espesor (mm)
1	5.46	31	5.53
2	5.49	32	5.53
3	5.47	33	5.53
4	5.50	34	5.53
5	5.49	35	5.52
6	5.49	36	5.50
7	5.51	37	5.50
8	5.53	38	5.50
9	5.52	39	5.54
10	5.46	40	5.52
11	5.45	41	5.45
12	5.47	42	5.47
13	5.49	43	5.49
14	5.52	44	5.52
15	5.51	45	5.51
16	5.51	46	5.51
17	5.50	47	5.50
18	5.49	48	5.49
19	5.52	49	5.52
20	5.50	50	5.50
21	5.48	51	5.48
22	5.52	52	5.52
23	5.50	53	5.50
24	5.49	54	5.49
25	5.53	55	5.50
26	5.52	56	5.52
27	5.50	57	5.49
28	5.52	58	5.53
29	5.49	59	5.53
30	5.53	60	5.53

CLIENTE: 	DESCRIPCIÓN: TANQUE HORIZONTAL PARA ALMACENAMIENTO DE GLP, DE CAPACIDAD 500 gal (USA). TABLA DE ESPESORES DE CUERPOS	
PROYECTISTA: 	N° DE SERIE: M1003189	UNIDADES DE MEDICIÓN: mm.
	FECHA: MARZO - 2023	REVISADO: K.Z. AUTOCAD: J.A.

Fuente: Elaboración propia

Anexo 9: Esquema de inspección de recipiente M0712025

Esquema dimensional del recipiente M0712025



Fuente: Elaboración propia

Esquema de espesores del cuerpo del recipiente M0712025



Fuente: Elaboración propia

Nota: Distancias de CML's son lo más aproximadas durante la inspección en campo.

Tabla de espesores del cuerpo del recipiente M0712025

CUERPO - POSICIONES DE MONITOREOS (CMLs)

CUERPO			
N°	Espesor (mm)	N°	Espesor (mm)
1	4.63	31	4.66
2	4.65	32	4.58
3	4.57	33	4.57
4	4.59	34	4.68
5	4.65	35	4.66
6	4.58	36	4.64
7	4.61	37	4.57
8	4.60	38	4.59
9	4.67	39	4.66
10	4.58	40	4.69
11	4.69	41	4.58
12	4.63	42	4.62
13	4.66	43	4.60
14	4.58	44	4.63
15	4.61	45	4.59
16	4.60	46	4.58
17	4.66	47	4.60
18	4.66	48	4.61
19	4.64	49	4.60
20	4.58	50	4.65
21	4.66	51	4.68
22	4.58	52	4.67
23	4.58	53	4.60
24	4.62	54	4.60
25	4.60	55	4.61
26	4.63	56	4.59
27	4.67	57	4.60
28	4.64	58	4.64
29	4.59	59	4.63
30	4.65	60	4.66

CLIENTE: 	DESCRIPCIÓN: TANQUE HORIZONTAL PARA ALMACENAMIENTO DE GLP, DE CAPACIDAD 250 gal (USA). TABLA DE ESPESORES DE CUERPOS	
PROYECTISTA: 	N° DE SERIE: M0712025	UNIDADES DE MEDICIÓN: mm.
	FECHA: JUNIO - 2023	REVISADO: Daniel Morón
		AUTOCAD: William Ramirez

Fuente: Elaboración propia

Anexo 10: Tabla 4.3 Resumen de las inspecciones acorde a la norma API
579-1/ASME FFS-1 del recipiente M0825344

Tabla 4.3 - Resumen de las inspecciones necesarias para evaluar la pérdida general de metal					
Identificación del equipo: Recipiente de 1000 galones de capacidad con serie M0825344					
Tipo de equipo: <input checked="" type="checkbox"/> Recipiente a presión <input type="checkbox"/> Tanque de almacenamiento <input type="checkbox"/> Componente de tubería					
Tipo de componente y ubicación: Tipo A - Cuerpos.					
Datos necesarios para la evaluación de los niveles 1 y 2					
Tolerancia a la corrosión futura: 0.0335 mm.					
Diámetro interior: 1029 mm.					
Espesor mínimo requerido: 5.44 mm.					
Dimensiones del defecto (s y c): No Aplica.					
Introduzca los datos de espesor de cada uno de los elementos de inspección en la tabla que se muestra a continuación.					
CUERPO 1		CUERPO 2		CUERPO 3	
Ubicación	Espesor (mm)	Ubicación	Espesor (mm)	Ubicación	Espesor (mm)
1	6.04	1	6.15	1	5.97
2	6.07	2	6.15	2	6.00
3	6.08	3	6.12	3	5.99
4	6.07	4	6.11	4	5.98
5	6.03	5	6.07	5	5.96
6	6.01	6	6.05	6	5.96
7	5.99	7	6.04	7	6.00
8	6.06	8	6.06	8	5.99
9	6.08	9	6.07	9	5.99
10	6.06	10	6.10	10	5.98
11	6.08	11	6.13	11	5.97
12	6.03	12	6.14	12	6.02
13	5.99	13	6.15	13	6.01
14	5.98	14	6.13	14	6.01
15	6.06	15	6.14	15	6.01
16	6.07	16	6.13	16	6.00
17	6.05	17	6.14	17	6.01
18	6.07	18	6.06	18	5.99
19	6.04	19	6.06	19	6.01
20	6.04	20	6.12	20	6.03
21	6.02	21	6.14	21	6.04
22	6.04	22	6.07	22	6.03
23	5.98	23	6.14	23	6.02
24	6.05	24	6.04	24	6.00
25	6.06	25	6.06	25	6.00
26	6.04	26	6.08	26	6.02
27	6.06	27	6.10	27	6.02
28	6.02	28	6.09	28	6.03
29	5.96	29	6.05	29	6.05
30	5.97	30	6.12	30	6.03
31	6.06	31	6.14	31	6.02
Pág. 1 de 2					

Tabla 4.3 - Resumen de las inspecciones necesarias para evaluar la pérdida general de metal (Contin.)

32	6.05	32	6.16	32	6.02
33	6.05	33	6.15	33	6.00
34	6.01	34	6.05	34	5.98
35	5.98	35	6.10	35	5.95
36	5.97	36	6.13	36	5.96
37	6.06	37	6.16	37	6.04
38	6.06	38	6.15	38	6.05
39	6.04	39	6.14	39	6.04
40	6.04	40	6.12	40	6.02
41	6.01	41	6.15	41	6.01
42	5.99	42	6.11	42	5.99
43	6.04	43	6.07	43	6.05
44	6.05	44	6.09	44	6.05
45	6.04	45	6.08	45	6.04
46	6.03	46	6.13	46	6.03
47	6.02	47	6.14	47	6.01
48	5.99	48	6.14	48	6.00
49	6.03	49	6.13	49	6.03
50	6.05	50	6.06	50	6.05
51	6.03	51	6.08	51	6.02
52	6.04	52	6.10	52	6.01
53	6.00	53	6.13	53	6.00
54	6.00	54	6.14	54	5.98
55	6.04	55	6.14	55	6.04
56	6.06	56	6.14	56	6.06
57	6.06	57	6.12	57	6.04
58	6.01	58	6.13	58	6.01
59	6.01	59	6.15	59	6.00
60	5.95	60	6.09	60	5.98
tmm	5.95	tmm	6.04	tmm	5.95
tam	6.03	tam	6.11	tam	6.01

Anexo 11: Tabla 4.3 Resumen de las inspecciones acorde a la norma API
579-1/ASME FFS-1 del recipiente M1003189

Tabla 4.3 - Resumen de las inspecciones necesarias para evaluar la pérdida general de metal					
Identificación del equipo: Recipiente de 500 galones de capacidad con serie M1003189					
Tipo de equipo: <input checked="" type="checkbox"/> Recipiente a presión <input type="checkbox"/> Tanque de almacenamiento <input type="checkbox"/> Componente de tubería					
Tipo de componente y ubicación: Tipo A - Cuerpos.					
Datos necesarios para la evaluación de los niveles 1 y 2					
Tolerancia a la corrosión futura: 0.0385 mm.					
Diámetro interior: 941 mm.					
Espesor mínimo requerido: 4.98 mm.					
Dimensiones del defecto (s y c): No Aplica.					
Introduzca los datos de espesor de cada uno de los elementos de inspección en la tabla que se muestra a continuación.					
CUERPO 1		CUERPO 2		CUERPO 3	
Ubicación	Espesor (mm)	Ubicación	Espesor (mm)	Ubicación	Espesor (mm)
1	5.44	1	5.46	1	
2	5.49	2	5.49	2	
3	5.47	3	5.47	3	
4	5.47	4	5.50	4	
5	5.51	5	5.49	5	
6	5.50	6	5.49	6	
7	5.47	7	5.51	7	
8	5.49	8	5.53	8	
9	5.47	9	5.52	9	
10	5.48	10	5.46	10	
11	5.46	11	5.45	11	
12	5.44	12	5.47	12	
13	5.45	13	5.49	13	
14	5.53	14	5.52	14	
15	5.44	15	5.51	15	
16	5.44	16	5.51	16	
17	5.45	17	5.50	17	
18	5.48	18	5.49	18	
19	5.48	19	5.52	19	
20	5.46	20	5.50	20	
21	5.47	21	5.48	21	
22	5.47	22	5.52	22	
23	5.46	23	5.50	23	
24	5.45	24	5.49	24	
25	5.47	25	5.53	25	
26	5.45	26	5.52	26	
27	5.47	27	5.50	27	
28	5.48	28	5.52	28	
29	5.47	29	5.49	29	
30	5.46	30	5.53	30	
31	5.44	31	5.53	31	
Pág. 1 de 2					

Tabla 4.3 - Resumen de las inspecciones necesarias para evaluar la pérdida general de metal (Contin.)

32	5.44	32	5.53	32	
33	5.48	33	5.53	33	
34	5.45	34	5.53	34	
35	5.46	35	5.52	35	
36	5.46	36	5.50	36	
37	5.46	37	5.50	37	
38	5.48	38	5.50	38	
39	5.46	39	5.54	39	
40	5.46	40	5.52	40	
41	5.46	41	5.45	41	
42	5.44	42	5.47	42	
43	5.45	43	5.49	43	
44	5.53	44	5.52	44	
45	5.44	45	5.51	45	
46	5.44	46	5.51	46	
47	5.45	47	5.50	47	
48	5.48	48	5.49	48	
49	5.48	49	5.52	49	
50	5.46	50	5.50	50	
51	5.47	51	5.48	51	
52	5.47	52	5.52	52	
53	5.46	53	5.50	53	
54	5.45	54	5.49	54	
55	5.47	55	5.50	55	
56	5.48	56	5.52	56	
57	5.47	57	5.49	57	
58	5.46	58	5.53	58	
59	5.44	59	5.53	59	
60	5.44	60	5.53	60	
tmm	5.44	tmm	5.45	tmm	
tam	5.47	tam	5.50	tam	

Anexo 12: Tabla 4.3 Resumen de las inspecciones acorde a la norma API
579-1/ASME FFS-1 del recipiente M0712025

Tabla 4.3 - Resumen de las inspecciones necesarias para evaluar la pérdida general de metal					
Identificación del equipo: Recipiente de 250 galones de capacidad con serie M0712025					
Tipo de equipo: <input checked="" type="checkbox"/> Recipiente a presión <input type="checkbox"/> Tanque de almacenamiento <input type="checkbox"/> Componente de tubería					
Tipo de componente y ubicación: Tipo A - Cuerpos.					
Datos necesarios para la evaluación de los niveles 1 y 2					
Tolerancia a la corrosión futura: 0.0250 mm.					
Diámetro interior: 791 mm.					
Espesor mínimo requerido: 4.19 mm.					
Dimensiones del defecto (s y c): No Aplica.					
Introduzca los datos de espesor de cada uno de los elementos de inspección en la tabla que se muestra a continuación.					
CUERPO 1		CUERPO 2		CUERPO 3	
Ubicación	Espesor (mm)	Ubicación	Espesor (mm)	Ubicación	Espesor (mm)
1	4.63	1		1	
2	4.65	2		2	
3	4.57	3		3	
4	4.59	4		4	
5	4.65	5		5	
6	4.58	6		6	
7	4.61	7		7	
8	4.60	8		8	
9	4.67	9		9	
10	4.58	10		10	
11	4.69	11		11	
12	4.63	12		12	
13	4.66	13		13	
14	4.58	14		14	
15	4.61	15		15	
16	4.60	16		16	
17	4.66	17		17	
18	4.66	18		18	
19	4.64	19		19	
20	4.58	20		20	
21	4.66	21		21	
22	4.58	22		22	
23	4.58	23		23	
24	4.62	24		24	
25	4.60	25		25	
26	4.63	26		26	
27	4.67	27		27	
28	4.64	28		28	
29	4.59	29		29	
30	4.65	30		30	
31	4.66	31		31	
<i>Pág. 1 de 2</i>					

Tabla 4.3 - Resumen de las inspecciones necesarias para evaluar la pérdida general de metal (Contin.)

32	4.58	32		32	
33	4.57	33		33	
34	4.68	34		34	
35	4.66	35		35	
36	4.64	36		36	
37	4.57	37		37	
38	4.59	38		38	
39	4.66	39		39	
40	4.69	40		40	
41	4.58	41		41	
42	4.62	42		42	
43	4.60	43		43	
44	4.63	44		44	
45	4.59	45		45	
46	4.58	46		46	
47	4.60	47		47	
48	4.61	48		48	
49	4.60	49		49	
50	4.65	50		50	
51	4.68	51		51	
52	4.67	52		52	
53	4.60	53		53	
54	4.60	54		54	
55	4.61	55		55	
56	4.59	56		56	
57	4.60	57		57	
58	4.64	58		58	
59	4.63	59		59	
60	4.66	60		60	
tmm	4.57	tmm		tmm	
tam	4.62	tam		tam	

Anexo 13: Base de datos de recipientes inspeccionados durante el periodo de enero a noviembre del 2023.

EVALUACIÓN	Serie	Galonaje	Año	Material Cuerpo	Material Cabezales	Espesor nominal cuerpo	Espesor requerido cuerpo	Espesor mínimo Cuerpo	MAWP	Vida Remanente
SIN FFS	M1141215	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,15	254	41,49
SIN FFS	M1144000	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,13	253	33,06
SIN FFS	M0548394	1000	2005	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,09	252	16,2
SIN FFS	M1206054	1000	2012	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,2	256	62,57
SIN FFS	M1439486	1000	2014	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,18	255	54,14
SIN FFS	M1141205	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,06	250	3,55
SIN FFS	M0717972	1000	2007	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,11	252	24,63
SIN FFS	M1143976	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,15	254	41,49
SIN FFS	M1036384	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,12	253	28,85
SIN FFS	M1038075	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,09	251	16,2
SIN FFS	M1036378	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,14	254	37,28
SIN FFS	M1034324	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,11	252	24,63
SIN FFS	M1202224	1000	2012	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,19	256	58,36
SIN FFS	M1143821	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,13	253	33,06
SIN FFS	M1436769	1000	2014	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,13	253	33,06
SIN FFS	M1435744	1000	2014	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,13	253	33,06
SIN FFS	M1144806	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,2	256	62,57
CON FFS	M0825336	1000	2008	SA 455	SA 285 C	6,05	5,44	6,02	276	223,45
SIN FFS	M1440387	1000	2014	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,23	257	75,22
CON FFS	M0825344	1000	2008	SA 455	SA 285 C	6,05	5,44	5,95	274	85,07
SIN FFS	M1204910	1000	2012	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,09	252	16,2
SIN FFS	M1037172	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,21	257	66,79
SIN FFS	M0312004	1000	2003	SA 455	SA 285 C	6,05	6,06	6,08	251	8,08
SIN FFS	M1201146	1000	2012	SA 455	SA 285 C	6,05	6,06	6,13	256	60,43
SIN FFS	M1201147	1000	2012	SA 455	SA 285 C	6,05	6,06	6,12	255	54,24
CON FFS	M1034313	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	5,44	5,92	272	47,69
SIN FFS	M1140709	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,1	252	20,41
CON FFS	M1137139	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	5,44	6,01	276	172,09
CON FFS	M0826370	1000	2008	SA 455	SA 285 C	6,05	5,44	5,9	271	45,62
SIN FFS	M1034371	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,06	250	3,55

SIN FFS	M1034325	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,04	6,12	253	33,53
SIN FFS	M0628883	1000	2006	SA 455	SA 285 C	6,05	6,04	6,08	251	15,1
SIN FFS	M0925328	1000	2009	SA 455	SA 285 C	6,05	6,06	6,11	252	21,51
SIN FFS	M0924982	1000	2009	SA 455	SA 285 C	6,05	6,06	6,17	255	46,8
SIN FFS	Q0717058	1000	2007	SA 455	SA 414 D	6,05	6,05	6,08	251	9,85
SIN FFS	M0314209	1000	2003	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,12	253	30,41
SIN FFS	M1041342	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,04	6,09	252	20,88
SIN FFS	M1037129	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,06	250	3,55
SIN FFS	M1038686	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,07	251	9,33
SIN FFS	M1039846	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,09	252	16,2
SIN FFS	M0716110	1000	2007	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,09	252	16,2
CON FFS	M0462336	1000	2004	SA 455	SA 285 C	6,05	5,43	5,97	275	129,64
CON FFS	Q0201615	1000	2002	SA 455	SA 285 C	6,05	5,44	5,86	269	46,26
CON FFS	M1039849	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	5,44	5,82	267	21,25
SIN FFS	M0827764	1000	2008	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,08	251	11,98
SIN FFS	M1123123	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,06	250	3,55
SIN FFS	M1128009	1000	2011	SA 455	SA 414 D	6,05	6,05	6,1	252	14,85
SIN FFS	M1211228	1000	2012	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,08	251	11,98
SIN FFS	M1039862	1000	2010	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,07	251	7,77
SIN FFS	M1143240	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	6,04	6,06	251	8,23
SIN FFS	M1209046	1000	2012	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,08	251	11,98
SIN FFS	M1206051	1000	2012	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,1	252	20,41
SIN FFS	M1144845	1000	2011	SA 455	SA 285 C	6,05	6,05	6,1	252	20,41
SIN FFS	M1739221	1000	2017	SA 455	SA 285 C	6,05	6,04	6,24	258	84,11
CON FFS	M0916454	1000	2009	SA 455	SA 285 C	6,05	5,44	5,91	271	31,19
CON FFS	M0918357	1000	2009	SA 455	SA 285 C	6,05	5,44	5,92	272	95,52
CON FFS	M1144169	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	4,97	5,49	276	52,07
CON FFS	M0827034	500	2008	SA 455	SA 285 C	5,54	4,98	5,39	271	20,62
SIN FFS	M0936739	500	2009	SA 455	SA 285 C	5,54	5,52	5,57	252	20,11
SIN FFS	M1146078	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,78
SIN FFS	M1434114	500	2014	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,78
SIN FFS	M1432343	500	2014	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,78
SIN FFS	M1432350	500	2014	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,78
SIN FFS	M1434080	500	2014	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,36

SIN FFS	Q0202315	500	2002	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,78
SIN FFS	M1140540	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,46	274	72,15
SIN FFS	M1141771	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,56	251	11,21
SIN FFS	M1146088	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,56	251	11,21
CON FFS	M0827014	500	2008	SA 455	SA 285 C	5,54	4,98	5,34	268	27,2
SIN FFS	M1140545	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,51	5,56	252	19,02
SIN FFS	M1034169	500	2010	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	251	5,9
SIN FFS	Q0201019	500	2002	SA 455	SA 285 C	5,54	5,52	5,54	251	7,46
SIN FFS	M1142099	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,88
SIN FFS	M1003709	500	2010	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,55	251	7
SIN FFS	M1146086	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	251	5,9
SIN FFS	M1145111	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,57	252	15,43
CON FFS	M0535186	500	2005	SA 455	SA 285 C	5,54	4,98	5,49	276	183,44
SIN FFS	M1141952	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,78
SIN FFS	M1140525	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,56	251	11,21
SIN FFS	M1200261	500	2012	SA 455	SA 285 C	5,54	5,54	5,55	251	5,44
SIN FFS	M1145486	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,59	253	23,86
SIN FFS	M1030542	500	2010	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	16,06
SIN FFS	M1146069	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,57	252	15,43
CON FFS	M1003189	500	2010	SA 455	SA 285 C	5,54	4,98	5,44	272	63,67
SIN FFS	M1144959	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,78
CON FFS	M0535146	500	2005	SA 455	SA 285 C	5,54	4,98	5,48	283	32,26
SIN FFS	M1210355	500	2012	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,78
CON FFS	M1140550	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	4,98	5,43	273	49,46
SIN FFS	M1144942	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,78
CON FFS	M1142160	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	4,99	5,47	274	71,14
SIN FFS	M0719651	500	2007	SA 455	SA 285 C	5,54	5,52	5,54	251	7,57
CON FFS	M1028589	500	2010	SA 455	SA 285 C	5,54	4,96	5,47	275	93,88
SIN FFS	M1139473	500	2011	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,54	250	2,78
SIN FFS	M0818851	500	2008	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,55	251	7,05
SIN FFS	M0535166	500	2005	SA 455	SA 285 C	5,54	5,52	5,6	253	31,5
SIN FFS	M0623452	500	2006	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,89	266	150,33
SIN FFS	M0546804	500	2005	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,58	252	20,07
SIN FFS	M0719663	500	2007	SA 455	SA 285 C	5,54	5,53	5,55	251	10,12

SIN FFS	M0614153	250	2006	SA 455	SA 414 C	4,65	4,66	4,72	258	17,59
SIN FFS	M0722280	250	2007	SA 455	SA 414 C	4,65	4,66	4,73	254	21,49
SIN FFS	M1003750	250	2010	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,73	254	28,35
SIN FFS	M1026762	250	2010	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,68	251	7,35
SIN FFS	M0304517	250	2003	SA 455	SA 414 C	4,65	4,64	4,68	252	10,75
SIN FFS	M0735859	250	2007	SA 455	SA 414 C	4,65	4,66	4,67	250	2,14
SIN FFS	M0630117	250	2006	SA 455	SA 414 C	4,65	4,66	4,67	250	2,32
SIN FFS	M1343987	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,67	251	4,38
SIN FFS	M1030218	250	2010	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,69	251	2,14
SIN FFS	M1343057	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,64	4,67	251	10,75
SIN FFS	M1343978	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,7	252	15,69
SIN FFS	M0722515	250	2007	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,7	252	15,66
SIN FFS	M1034821	250	2010	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,68	251	6,91
SIN FFS	M1345481	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,65	4,65	250	2,07
SIN FFS	M1343070	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,7	252	15,35
SIN FFS	M1343067	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,7	252	15,35
CON FFS	M0630118	250	2006	SA 455	SA 414 C	4,65	4,19	4,49	267	27,31
SIN FFS	M0306433	250	2003	SA 455	SA 414 C	4,65	4,66	4,7	252	11,16
CON FFS	M0712025	250	2007	SA 455	SA 414 C	4,65	4,19	4,57	274	55,84
SIN FFS	M1029361	250	2010	SA 455	SA 414 C	4,65	4,66	4,79	257	31,27
SIN FFS	M1034935	250	2010	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,72	253	26,9
SIN FFS	M0461741	250	2004	SA 455	SA 414 C	4,65	4,64	4,7	253	23,15
SIN FFS	M0811601	250	2008	SA 455	SA 414 C	4,65	4,66	4,74	254	32,21
SIN FFS	M0630387	250	2006	SA 455	SA 414 C	4,65	4,65	4,8	258	61,4
SIN FFS	M1026159	250	2010	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,71	253	21,12
SIN FFS	M1003736	250	2010	SA 455	SA 285 C	4,65	4,65	4,73	254	31,89
SIN FFS	M1201334	250	2012	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,73	254	27,99
SIN FFS	M1028918	250	2010	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,69	251	11,13
SIN FFS	M0734592	250	2007	SA 455	SA 414 C	4,65	4,66	4,7	252	11,16
SIN FFS	M1029952	250	2010	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,68	251	5,31
SIN FFS	M0441566	250	2004	SA 455	SA 414 C	4,65	4,66	4,67	251	1,98
CON FFS	M1343933	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,19	4,51	269	22,99
CON FFS	M1343049	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,19	4,48	267	17,15
SIN FFS	M1343099	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,68	251	7,11

SIN FFS	M1343959	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,67	250	2,73
SIN FFS	M0813431	250	2008	SA 455	SA 414 C	4,65	4,66	4,68	251	5,28
SIN FFS	M1345489	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,71	253	19,86
SIN FFS	M1343985	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,69	251	11,47
SIN FFS	M1343944	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,69	251	11,51
CON FFS	M1347147	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,19	4,47	266	15,46
SIN FFS	M1343923	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,64	4,65	250	2,34
SIN FFS	M1343047	250	2013	SA 455	SA 285 C	4,65	4,66	4,69	251	11,44