

UNIVERSIDAD NACIONAL DANIEL ALCIDES CARRIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE FORMACIÓN PROFESIONAL DE INGENIERÍA

METALÚRGICA



TESIS

**Evaluación de integridad de recipientes de GLP estacionario en
servicio en base a la norma API 510, para conocer su vida útil – Lima**

2018

Para optar el título profesional de:

Ingeniero Metalurgista

Autor: Bach. Medali Yesica GOMEZ LEON

Asesor: Dr. Rubén Edgar PALOMINO ISIDRO

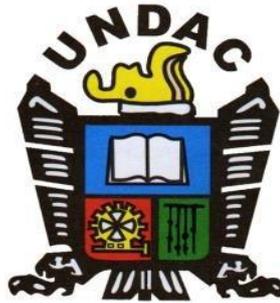
Cerro de Pasco – Perú – 2022

UNIVERSIDAD NACIONAL DANIEL ALCIDES CARRIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE FORMACIÓN PROFESIONAL DE INGENIERÍA

METALÚRGICA



TESIS

**Evaluación de integridad de recipientes de GLP estacionario en
servicio en base a la norma API 510, para conocer su vida útil – Lima -
2018**

Sustentada y aprobada ante los miembros del jurado:

Dr. Eduardo Jesús MAYORCA BALDOCEDA.

Presidente

Mg. Eusebio ROQUE HUAMAN.

Miembro

Mg. Rebeca Hilda PEREZ BONILLA.

Miembro

DEDICATORIA

A Dios por su guía y compañía, a mis padres, por su gran amor, apoyo incondicional, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes he logrado realizarme profesionalmente y por los buenos valores inculcados durante mi crecimiento. Gracias.

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar un sincero agradecimiento, en primer lugar, a Dios por brindarme salud, fortaleza y capacidad; a mis padres, a mi familia por siempre alentarme y apoyarme.

También hago extenso este reconocimiento a todos los docentes de la Escuela de Formación Profesional de Ingeniería Metalúrgica, por sus sabias enseñanzas en mi formación profesional como también a quienes me brindaron las pautas para la culminación del presente trabajo de tesis.

RESUMEN

Los estudios por ensayos no destructivos son importantes ya que ayuda a la detección de problemas en el producto estudiado como es el caso de recipientes a presión, con el fin de prevenir problemas que pueden ser perjudiciales y afectar a toda una colectividad, es ahí que la investigación para realizar el cálculo de la vida útil brinda herramientas de recolección, análisis, e interpretación de datos. En un inicio se realizó medición de datos en campo para luego realizar los cálculos respectivos con la prioridad de obtener la vida útil y poder realizar un plan de inspección. Por la antigüedad del producto y la escasa obtención de datos antiguos nos lleva a realizar una medición completa de acuerdo a la norma. Los análisis de los datos obtenidos en campo y las gráficas realizadas como también las tablas estadísticas, ayudó a obtener el cálculo de vida útil además de realizar un plan de inspección para este recipiente. Con los resultados obtenidos se logró verificar si el recipiente cumple con la norma para su futuro uso en la planta.

Palabras Clave: gas licuado de petróleo (GLP), recipiente a presión, inspección, mantenimiento, normas técnicas, vida útil.

ABSTRACT

Non-destructive testing studies are important as it helps to detect problems in the product under study, such as pressure vessels, in order to prevent problems that can be harmful and affect an entire community. Research to calculate shelf life provides tools for data collection, analysis, and interpretation. Initially, data was measured in the field and then carried out the respective calculations with the priority of obtaining the useful life and being able to carry out an inspection plan. Due to the age of the product and the scarcity of obtaining old data, it leads us to carry out a complete measurement according to the standard. The analysis of the data obtained in the field and the graphs made as well as the statistical tables, helped to obtain the calculation of useful life in addition to making an inspection plan for this container. With the results obtained, it can be verified if the container complies with the standard for future use in the plant.

Keywords: liquefied petroleum gas (LPG), pressure vessel, inspection, maintenance, technical standards, useful life.

INTRODUCCIÓN

Este estudio de investigación se realizó con la finalidad de poder proponer un plan de inspección para el recipiente estacionario en uso y de esa manera prevenir posibles accidentes en el futuro, ya que como se puede ver en la actualidad se está llevando a cabo este tipo de problemas como el caso de la explosión de un recipiente de almacenamiento de GLP ocurrido en la ciudad de Lima, es por ello que se propone la elaboración del estudio del recipiente y el cálculo respectivo de su vida útil como recipiente estacionario en servicio según la norma API 510, API 579-1 y ASME FFS-1 como la Aptitud Para el Servicio.

La investigación se basa en evaluar al recipiente estacionario en uso in-situ con el procedimiento de Ensayos No Destructivos (END) y procesar los datos obtenidos para su cálculo de vida útil para luego proponer un plan de inspección para el respectivo recipiente.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTO

RESUMEN

ABSTRACT

INTRODUCCIÓN

ÍNDICE

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Identificación y determinación del problema	1
1.2. Delimitación de la investigación.....	2
1.2.1. Delimitación teórica.....	2
1.2.2. Delimitación espacial.....	4
1.2.3. Delimitación temporal	4
1.3. Formulación del problema.....	4
1.3.1. Problema general	4
1.3.2. Problemas específicos.....	4
1.4. Formulación de objetivos	5
1.4.1. Objetivo general.....	5
1.4.2. Objetivos específicos	5
1.5. Justificación de la investigación.....	5
1.6. Limitaciones de la investigación	6

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1.	Antecedentes de estudio	7
2.2.	Bases teóricas – científicas	9
2.2.1.	Código de inspección de recipientes a presión	9
2.2.2.	API 579-1_ASME FFS-1 / Aptitud Para el Servicio.....	16
2.2.3.	Ensayos No Destructivos	17
2.2.4.	Gas licuado de petróleo (GLP).	20
2.2.5.	Almacenamiento de combustible, recipientes a presión.....	28
2.2.6.	Mantenimiento	34
2.2.7.	Fallas en un recipiente a presión.....	36
2.2.8.	Conceptos de inspección.....	37
2.3.	Definición de términos básicos	42
2.4.	Formulación de hipótesis.....	45
2.4.1.	Hipótesis general.....	45
2.4.2.	Hipótesis específicas.....	45
2.5.	Identificación de variables.....	46
2.5.1.	Variable (V1)	46
2.5.2.	Variable (V2)	46
2.6.	Definición Operacional de variables e indicadores	47

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

3.1.	Tipo de investigación	48
3.2.	nivel de investigación	48
3.3.	Métodos de investigación	49
3.4.	Diseño de la investigación	49
3.5.	Población y muestra	51
3.5.1.	Población	51
3.5.2.	Muestra	51
3.6.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	51
3.7.	Selección, validación y confiabilidad de los instrumentos de investigación.....	52
3.7.1.	Calibración.....	52
3.7.2.	Verificación	53
3.8.	Técnicas de procesamiento y análisis de datos.....	53
3.9.	Tratamiento estadístico.....	53
3.10.	Orientación ética filosófica y epistémica	53

CAPÍTULO IV

RESULTADO Y DISCUSIÓN

4.1.	Descripción del trabajo de campo	55
4.1.1.	Diagnóstico de la situación actual de los recipientes de_GLP.	56
4.2.	Presentación, análisis e interpretación de resultados.....	68
4.2.1.	Tratamiento estadístico e interpretación de resultados.....	68

4.3.	Prueba de hipótesis.....	71
4.4.	Discusión de resultados.....	77

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Cálculo de los periodos de inspección.....	14
Tabla 2 Tipos de ensayos no destructivos	18
Tabla 3 Composición del GLP.....	22
Tabla 4 Propiedades Físicas y Químicas del GLP	23
Tabla 5 Clasificación de recipientes a presión.....	30
Tabla 6 Propiedades químicas.	43
Tabla 7 Propiedades mecánicas del acero A285 Gr.C.....	44
Tabla 8 Dimensiones estándar y pesos.	44
Tabla 9 Operacional de Variables e Indicadores	47
Tabla 10 Datos del recipiente inspeccionado.....	57
Tabla 11 Cálculo de espesor de película.....	67
Tabla 12 Dato para cálculo del espesor de diseño cabezal.	72
Tabla 13 Puntos tomados en el cabezal	73
Tabla 14 Datos para el cálculo de corrosión del cabezal.	74
Tabla 15 Estimación del tiempo útil.....	75
Tabla 16 Datos para cálculo del espesor de diseño para cuerpo cilíndrico.	75
Tabla 17 Puntos tomados en el cuerpo del recipiente.....	76
Tabla 18 Cálculo de corrosión del cuerpo.	76
Tabla 19 Estimación del tiempo útil.....	77
Tabla 20 Datos del cabezal A del recipiente tomados en campo.....	78
Tabla 21 Puntos mínimos de cada gajo.	81
Tabla 22 Datos del cabezal B del recipiente.....	81
Tabla 23 Puntos mínimos de cada gajo.	83
Tabla 24 Cuadro de resumen de vida útil del cabezal del recipiente.....	84

Tabla 25 Datos de puntos medidos del cuerpo del recipiente.....	84
Tabla 26 Cuadro de resumen de vida útil del cuerpo del recipiente.....	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Plano de ubicación de la zona de estudio.....	3
Figura 2	Esquema evolutivo del código API.....	10
Figura 3	Hoja MSDS del gas licuado de petróleo (GLP).....	22
Figura 4	Propiedades del GLP.....	24
Figura 5	Límites de explosividad del GLP.....	27
Figura 6	Almacenamiento de GLP en un recipiente a presión.....	29
Figura 7	Tapa plana.....	31
Figura 8	Tapa plana con ceja.....	32
Figura 9	Tapas toriesfericas.....	33
Figura 10	Tapa semiesférica.....	34
Figura 11	Recipiente Horizontal Estacionario a Inspeccionar.....	38
Figura 12	Válvulas de alivio de presión semi-internas.....	40
Figura 13	Medidas de la válvula de alivio.....	40
Figura 14	Placa de recipiente estacionario.....	56
Figura 15	Fotografía de los cordones de soldadura.....	59
Figura 16	Fotografía de tanque a presión para inspección externa.....	61
Figura 17	Fotografía de válvula de alivio de presión.....	62
Figura 18	Tanque estacionario usado para la evaluación.....	63
Figura 19	Espesores de los cabezales tomados en campo.....	64
Figura 20	Espesores del cuerpo tomados en campo.....	64
Figura 21	Fotografía de prueba de presión hidrostática.....	65
Figura 22	Fotografía medición de espesores de pintura.....	67
Figura 23	Resultado de la Inspección interna.....	68
Figura 24	Recipiente a presión inspeccionado.....	69

Figura 25 Distribución de puntos en Cabezal A.....	79
Figura 26 Puntos del Cabezal A.	80
Figura 27 Cabezal A, punto mínimo de cada gajo.	80
Figura 28 Distribución de puntos en el cabezal B del recipiente estudiado.	82
Figura 29 Puntos del cabezal B	82
Figura 30 Cabezal B, punto mínimo de cada gajo.....	83
Figura 31 Puntos distribuidos en el cuerpo del recipiente.....	85
Figura 32 Distribución en barras de los puntos medidos del cuerpo.....	85
Figura 33 Cálculo de la vida útil del tanque método gráfico.....	87

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Identificación y determinación del problema

En el mercado peruano la comercialización de gas licuado de petróleo (GLP) ha experimentado un fuerte crecimiento que ha impulsado importantes cambios en su dinámica, incorporando situaciones no previstas en la normativa vigente, por ello las empresas solo realizan una inspección visual para determinar el deterioro del recipiente ya que es visible en los recipientes que tienen ya muchos años de uso y por consiguiente buscar su mantenimiento y así evitar que este sea rechazado o en peor de los casos el recipiente sea reemplazado.

Las empresas que se dedican a este rubro que incluyen el uso de recipientes estacionarios buscan mantener el recipiente operativo por más tiempo.

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.

Como consecuencia se corre con el riesgo de que suceda cualquier accidente en la planta o al personal que trabaja en torno a la ubicación del recipiente estacionario; como también no se conoce el tiempo de vida útil del recipiente y peor aún no se cuenta con el plan de inspección periódico que debería llevarse a cabo.

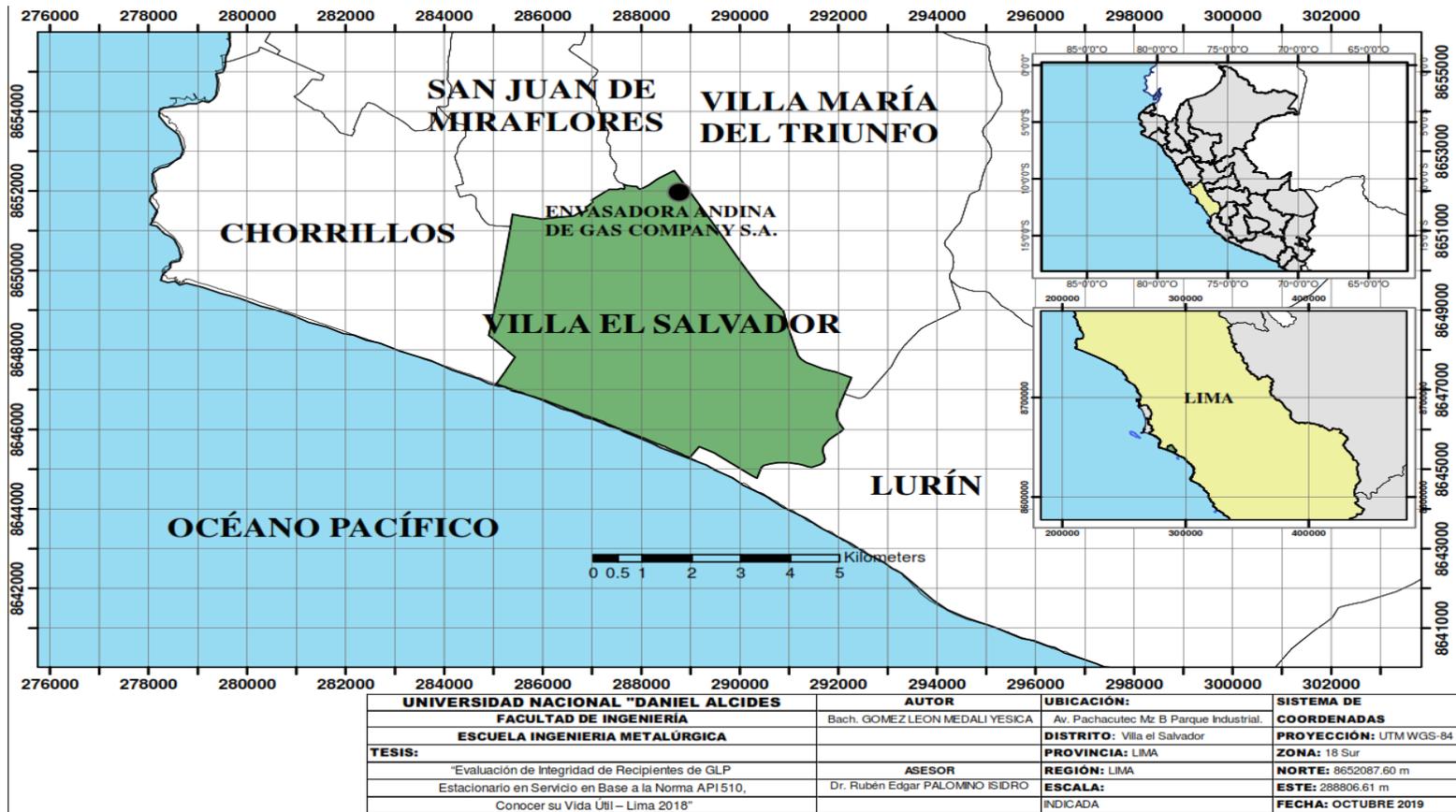
1.2. Delimitación de la investigación

1.2.1. Delimitación teórica

La delimitación teórica donde se circunscribe el presente estudio de investigación sería: código de inspección de recipientes a presión, clasificación, reparaciones y alteraciones, norma API 510 como también características y aplicación de los ensayos no destructivos, daremos a conocer los conceptos y teorías sobre los recipientes de GLP estacionario y estudios prácticos que han sido obtenidos en el mismo lugar del trabajo investigativo.

Figura 1

Plano de ubicación de la zona de estudio.



Nota: Se especifica la ubicación exacta de la planta donde está el recipiente. Fuente. Elaborado por el autor.

1.2.2. Delimitación espacial

El estudio de investigación presentado como tesis se realizó en la planta envasadora Andina Gas Company S.A. ubicado en el distrito de Villa el Salvador, Región Lima.

1.2.3. Delimitación temporal

Los datos que se consideraron para la realización del trabajo investigativo fueron enmarcados en seis meses, considerando únicamente la temática del análisis de cumplimiento a la norma de los recipientes de GLP, de esa manera evitar los futuros problemas fatales que puede ocasionar el uso frecuente de los recipientes estacionarios.

1.3. Formulación del problema.

1.3.1. Problema general

¿Cómo la evaluación de integridad de recipientes de GLP estacionario en servicio en base a la norma API 510, ayudará a conocer su vida útil?

1.3.2. Problemas específicos

1. ¿En qué medida la evaluación aplicando procedimientos y técnicas de inspección de ensayos no destructivos al recipiente de GLP estacionario permitirá obtener su diagnóstico actual?
2. ¿De qué forma elaborar un plan de inspección podrá permitir determinar el periodo de inspección del recipiente?

1.4. Formulación de objetivos

1.4.1. Objetivo general

Evaluar la integridad de recipientes de GLP estacionario en servicio mediante la norma API 510 a fin de lograr conocer su vida útil

1.4.2. Objetivos específicos

- 1) Realizar la evaluación aplicando procedimientos y técnicas de inspección de ensayos no destructivos al recipiente de GLP estacionario para obtener su diagnóstico actual.
- 2) Elaborar un plan de inspección que nos permita determinar el periodo de inspección del recipiente.

1.5. Justificación de la investigación

La realización del presente estudio de investigación se dio debido a que en nuestro medio existe el uso desmedido de tanques estacionarios de GLP y que una falla en este componente podría ocasionar riesgos como incendios, explosiones, fugas y con ello la paralización de la operatividad de la planta e incluso pérdidas de vidas humanas que lamentar por ello la empresa buscando realizar un mantenimiento preventivo y conocer la integridad de dicho componente, como también generar un plan de mantenimiento para que con esta medida lograr mantener el recipiente por más tiempo operativo.

Los beneficios serán el poder minimizar estos riesgos y así garantizar la integridad estructural, cumplir con los estándares que establecen los entes supervisores para obtener el certificado de conformidad, además de conocer la vida útil para poder determinar su reparación o reemplazo de acuerdo a un plan de inspección que se establecerá.

1.6. Limitaciones de la investigación

Las limitaciones encontradas en el desarrollo del presente estudio son:

1. Falta de información tecnológica específica sobre inspecciones en END aplicados a recipientes de GLP estacionarios en servicio. Son pocas las empresas dedicadas a la detección y cuantificación de las fugas e inspecciones en recipientes de GLP en servicio en Perú.
2. Factor económico ya que dichos estudios tienen costos elevados.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de estudio

En el 2010 se realizó una tesis titulada “EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD AL RECIPIENTE A PRESION (DRUM D105) UBICADO EN CAMPO ESCUELA COLORADO CON BASE EN LA NORMA API 510” elaborada por Yaselis Cotes Blanco y Juan Ortiz Rodríguez, Bucaramanga, Colombia; donde llega a las conclusiones: “Es fundamental llevar un historial de falla, reposición, mantenimiento e inspección, ya que estos facilitan el desarrollo de la evaluación de integridad de los equipos. Para evaluaciones futuras un registro de inspección es un gran aporte para el Campo Colorado. Es necesario conocer las características de diseño, condiciones de operación y fluido que almacenan los equipos para determinar los mecanismos de daños por los cuales pueden fallar y hacer un análisis de las variables que pueden llevar a estos deterioros, para hacer posible un control efectivo mediante el monitoreo de dichas variables. Para alcanzar beneficios económicos y de seguridad es

necesario que exista una buena investigación, información de calidad, trabajo en equipo y una ejecución coherente de la metodología siguiendo las normas establecidas”. (Cotes Blanco & Ortiz Rodríguez, 2010).

Los trabajos realizados en la empresa del GRUPO MAJHOKY - INTEC SERVICES DEL PERU S.A.C. Entre las conclusiones más importantes que se señalan son las siguientes: Las evaluaciones de acuerdo a la norma API 510 tiene como característica principal de obtener los años de vida útil del recipiente inspeccionado a su vez un plan de inspección que se debe seguir.

Y en nuestro medio, el trabajo de suficiencia realizado por Zamora Diaz, Fredi, titulado “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”, Lima, Perú; donde las condiciones de operación son similares a las que se expone en el trabajo de investigación que se realiza, donde básicamente muestra los cálculos para determinar la vida útil remanente en tanques de presión debido a ataques por corrosión, siendo este la principal causa de desgaste de este tipo de componentes.

Como se mostró, se encontró estudios a nivel internacional y nacional las cuales me motivaron para iniciar la presente investigación y sentar las bases. Se pretende llevar estas técnicas y métodos desarrollados en el extranjero a nivel local, es decir con condiciones propias de nuestro medio según el clima, los materiales empleados en su fabricación, el tipo de uso que se le da, estado conservación en beneficio de los propietarios de estos recipientes.

2.2. Bases teóricas – científicas

2.2.1. Código de inspección de recipientes a presión:

inspección en servicio, clasificación, reparaciones y alteraciones, API 510 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. (American Petroleum Institute (API)., 2014, p. 2).

A continuación, se muestra un resumen de los acápites que abarca la norma:

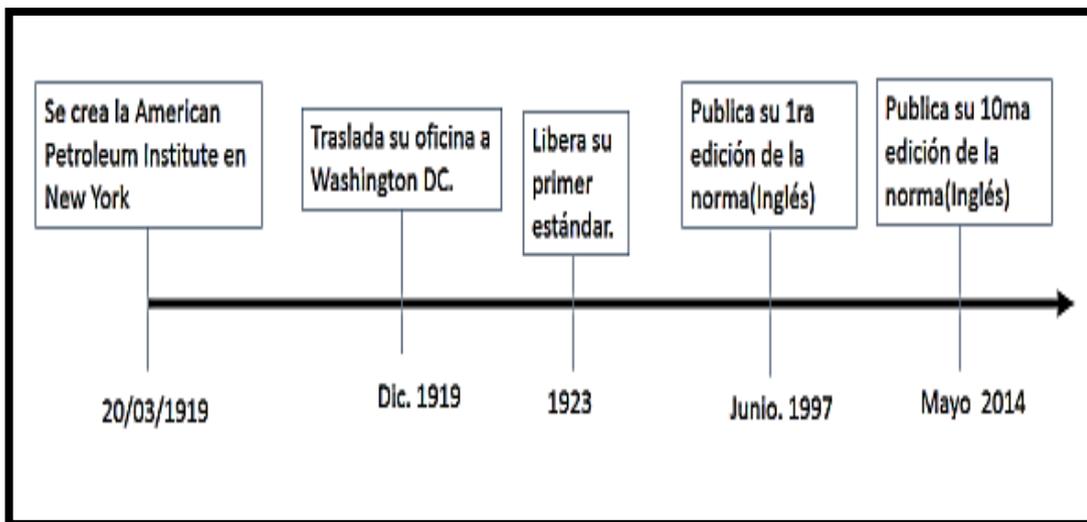
Introducción API & API 510

1. Alcance
2. Exenciones de código
3. Definiciones
4. Examen de inspección
5. Intervalo / frecuencia y extensión de la inspección
6. Inspección de datos evaluación, análisis
7. Reparaciones, alteraciones y revaloración de recipientes a presión y dispositivos de alivio de presión.

A continuación, se muestra una línea de tiempo de la evolución de este código

Figura 2

Esquema evolutivo del código API.



Nota: Adaptado de Goodman, 2012.

A la fecha:

Se publicaron más de 900 códigos de estandarización.

Se aplican en la mayoría de refinerías y procesos químicos en tanques que han sido puestos en servicio.

En la primera sección nos da una vista general de la norma, y los tipos de recipientes que cubren su aplicabilidad de esta norma, entre ellos tenemos:

Recipientes construidos en concordancia a un código de construcción (ejemplo: ASME Code).

Recipientes construidos sin un código de construcción (noncode).

- Recipientes construidos y aprobados con una base jurisdiccional especial donde tiene aplicabilidad.

- Recipientes fabricados con un código de construcción reconocido, pero que han perdido su etiqueta (Non Standard Vessel).

La aplicación de este código de inspección se pone al servicio de:

- Agencia autorizada de inspección (en nuestro caso el OSINERMING).
- Organización que realiza reparaciones.
- Ingenieros
- Inspectores
- Examinadores

Todos los tanques a presión usados en servicio durante el proceso de exploración y producción (E&P), por ejemplo, cuando se realiza la perforación, producción, tratamiento del petróleo líquido, gas natural y asociado con agua salada, deben ser inspeccionados con las reglas de la sección 9.

En la segunda sección nos muestra las normativas que toma como referencia para la aplicación de la norma entre ellas:

- **API Standard 579-1/ASME FFS-1 *Fitness-For-Service*: Esta norma nos ayuda a realizar cálculos de integridad estructural de recipientes que podrían estar dañados y también nos muestra un procedimiento bien sistematizado para su cálculo.**

La tercera parte nos describen los términos y definiciones a tener en cuenta.

En la cuarta parte nos indica cómo debería estar organizado tanto el usuario tanto el dueño en el proceso de inspección.

En el quinto capítulo nos indica que se debe contar con un plan de inspección para todos los recipientes a presión y dispositivos de alivio de presión de las consideraciones a tener en cuenta del proceso de inspección, así como las consideraciones que debe cumplir el personal de supervisión.

Como se dijo anteriormente, existen 5 tipos de inspección y entre ellas se mencionan:

Inspección Interna: Una inspección realizada desde el interior de un recipiente a presión utilizando técnicas visuales y/o ensayos no destructivos.

Inspección en Servicio: Todas las actividades de inspección asociadas con un recipiente a presión una vez que se ha puesto en servicio y antes de que este sea retirado permanentemente del servicio.

Inspección externa: Una inspección visual realizada desde el exterior de un recipiente a presión para encontrar condiciones que pueden 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). La inspección externa se puede realizar ya sea mientras el recipiente se encuentra operando o mientras el recipiente está fuera de servicio o puede ser realizada al mismo tiempo que una inspección en línea.

Inspección en línea (on-stream): Una inspección realizada desde el exterior de un recipiente a presión mientras está en funcionamiento usando procedimientos ensayos no destructivos para establecer la aptitud de los límites de presión para su operación continua.

Inspección para la determinación de espesores: La data de este tipo de inspección es usada para calcular la tasa de corrosión y el tiempo de vida que le queda al recipiente.

Los factores que contribuyen a reducir la precisión en la estimación pueden ser:

- Falta de calibración del instrumento.
- Revestimientos externos
- Excesiva rugosidad superficial
- Efectos de temperatura ($> 65^{\circ}\text{C}$)

El menor valor entre el espesor más pequeño o el promedio de varias mediciones dentro de un área de examinación deberá ser considerado para el cálculo de la tasa de corrosión.

Inspección de corrosión bajo aislamiento: Este tipo de inspección 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°C) y 350°F (175°C) para aceros al carbono y de baja aleación.

➤ 140 °F (60 °C) y 350 °F (185 °C) para aceros inoxidables austeníticos.

➤ 280 °F (138 °C) y 350 °F (185 °C) para aceros inoxidables dúplex.

Se menciona los intervalos/frecuencias de las inspecciones y su posible extensión.

Por ejemplo, cuando hay un cambio de ubicación o cambio de propietario del tanque a presión, se deberá hacer una inspección.

Cuando existe corrosión en diferentes zonas del recipiente, la tasa de corrosión deberá ser calculada.

Tabla 1

Cálculo de los periodos de inspección.

Elemento de Inspección	Tipo de Inspección	Regla de Intervalos de Inspección
Recipiente a Presión	Inspección Interna	<ul style="list-style-type: none"> ○ Normalmente, menor de 10 años o 1/2 vida restante. ○ 2 años, si la vida es de 2 a 4 años o ○ Vida completa si la vida es < 2 años.
	Inspección Externa	○ Menor de 5 años o los intervalos de inspección.
Válvulas	<ul style="list-style-type: none"> • 5 años para un servicio de proceso típico. • 10 años para limpiar (no contaminante) y servicio 	no corrosivo.

Nota: Se muestra los periodos de inspección en años para los recipientes y sus accesorios. Adaptado por el autor. **Fuente: (API 579-1/ASME FFS-1, 2016)**

También los intervalos de inspección deberán ser establecidos.

Asimismo, la norma establece que cuando hay un cierre y un reinicio del funcionamiento del tanque a presión se deberá realizar una inspección

interna ya que las condiciones internas cambian debido a una mayor exposición de la superficie al aire y la humedad.

Se describe el proceso de evaluación, análisis y registro de la información de inspección, donde nos indica que dentro de los roles importantes de los supervisores autorizados por la API es que deberían establecer adecuados intervalos de inspección dependiendo de tasa de corrosión y el tiempo de vida útil que le queda.

La unidad de la tasa de corrosión es pulg/año o mm/año en el sistema métrico.

La tasa de corrosión es útil para poder calcular el tiempo de vida útil que le queda al recipiente y usualmente es la mayor entre la tasa de corrosión a corto y largo plazo.

En la sección 8, nos describe reparaciones, alteraciones, y reclasificación de recipientes a presión. Dependiendo a los resultados obtenidos se decidirá si se realiza una reparación temporal o una reparación permanente.

Finalmente, en la sección 9, tal como se comentó en la sección 2 nos muestra reglas alternativas para recipientes a presión que están en servicio cuando se realizan los procesos de extracción y producción de petróleo, que no es abarcado por el presente trabajo de investigación.

También nos describe los conocimientos que deben adquirir los personales idóneos para cada tipo de inspección.

Nos indica a su vez las excepciones de aplicabilidad del código tales como:

- Tanques a presión sobre estructuras móviles.

- Procesos con intercambiadores de calor tubulares.
- Bombas, compresores y turbinas.
- Sistemas de tuberías.
- Tanques de almacenamiento para el abastecimiento de

agua

caliente, calentados por vapor u otra forma indirecta donde se sobrepasen los siguientes valores nominales de: Entrada de calor máximo de 200 000 BTU/hora, temperatura máxima de operación 99 C, capacidad nominal de 120 gal (455 L.)

2.2.2. API 579-1_ASME FFS-1 / Aptitud Para el Servicio

Este código junto a la API 570,653 complementa al código API-510 para evaluar la integridad estructural de tanques a presión usada en el sector de hidrocarburos. Lo interesante de este código como se decía es que nos da procedimientos bien establecidos para poder evaluar el daño estructural, clasificándolo de manera sistemática.

Estos son 8 pasos en el procedimiento de evaluación de FFS (aptitud para el servicio):

1. Identificación de defectos y mecanismos de daño
2. Aplicabilidad y limitaciones
3. Requerimientos de datos
4. Técnicas de evaluación y criterios de aceptación
5. Evaluación de vida remanente
6. Remediación
7. Monitoreo en servicio
8. Documentación

2.2.3. Ensayos No Destructivos

Los ensayos no destructivos se utilizan para hacer productos más confiables, seguros y económicos. Aumentar la confiabilidad, mejorar la imagen pública del fabricante, que conduce a mayores ventas y ganancias. Además de lo anterior, nuestros clientes (fabricantes, contratistas o dueños) recurren a estas pruebas para mejorar y controlar los procesos de fabricación.

Los ensayos no destructivos son métodos de ensayo tecnológicos utilizados en el control de calidad de materiales, aparatos, estructuras, y soldaduras, estos ensayos son utilizados para investigar la integridad material del elemento ensayado.

Su nombre significa que el ensayo para la evaluación de propiedades, ubicación de discontinuidades superficiales e internas, etc., se realiza sin producir marcas y sin destruir la pieza, es decir no quitando la aptitud para el servicio al objeto ensayado.

➤ Propósito de los Ensayos No Destructivos

La selección de cada método de ensayo depende del propósito que se busque (tener en claro lo que se quiere conocer o determinar) , por lo que es necesario seleccionar entre ellos, el que mejor se adapte para cada caso.

La aplicación de cada método de ensayo no destructivo no busca determinar las propiedades físicas inherentes del elemento que se está inspeccionando, sino verificar su homogeneidad y continuidad.

➤ **Tipos de Ensayos No Destructivos**

En Latinoamérica los ensayos no destructivos están dirigidos de acuerdo a La Sociedad Americana de Ensayos no Destructivos ASNT, la cual reconoce 12 métodos de ensayos no destructivos:

Tabla 2

Tipos de ensayos no destructivos

END
Ensayo de Emisión Acústica
Ensayo de Electromagnetismo
Ensayo por Método Láser
Ensayo de Fuga
Ensayo por Líquidos Penetrantes
Ensayo por Partículas Magnéticas
Ensayo por Radiografía Neutrónica
Ensayo por Radiografía
Ensayo por Termografía / Infrarroja
Ensayo por Ultrasonido
Análisis Vibracional
Ensayo Visual

Nota: Adaptado de (American Petroleum Institute (API), 2014)

ASNT, en su práctica recomendada SNT-TC-1A, describe los lineamientos para calificar a los especialistas en cada método de ensayo, así como los niveles respectivos, requisitos de educación y experiencia, duración de la certificación, entre otros.

A continuación, una descripción de los niveles alcanzados por cada especialista para cualquier método de ensayo.

Nivel I SNT-TC-1A; Inspector calificado para efectuar calibraciones específicas, para efectuar un ensayo no destructivo específico, para realizar evaluaciones específicas para la aceptación o rechazo de materiales de acuerdo con instrucciones

escritas y para realizar el registro de resultados. El inspector nivel I debe recibir la instrucción o supervisión necesaria de un profesional certificado como nivel II o nivel III, y siempre realiza sus inspecciones bajo supervisión de un nivel II.

Nivel II SNT-TC-1A; Profesional calificado para ajustar y calibrar el equipo y para interpretar y evaluar los resultados de prueba con respecto a códigos, normas y especificaciones. Está familiarizado con los alcances y limitaciones del método y puede tener la responsabilidad asignada del entrenamiento en el lugar de trabajo de los niveles I y aprendices. Es capaz de preparar instrucciones escritas, organizar y reportar los resultados de prueba.

Nivel III SNT-TC-1A; Es el individuo calificado para ser el responsable de establecer técnicas y procedimientos; interpretar códigos, normas y especificaciones para establecer el método de ensayo y técnica a utilizarse para satisfacer los requisitos; debe tener respaldo práctico en tecnología de materiales y procesos de manufactura y estar familiarizado con métodos de ensayos no destructivos comúnmente empleados; es responsable del entrenamiento y exámenes de niveles I y II para su calificación y certificación.

➤ **Áreas de los Ensayos No Destructivos**

Son ensayos que examinan la integridad de un material, componente o estructura sin dañarlo o destruirlo; cubren las siguientes áreas:

Defectología: evaluación de la corrosión, impurezas, discontinuidad y deterioro por agentes ambientales, detección de fugas.

Caracterización de los materiales: propiedades mecánicas, físicas, químicas y estructurales.

Metrología: control de espesores y recubrimientos.

Según la sección XI del código ASME se dividen en:

Exámenes superficiales: Líquidos Penetrantes (UNE-EN ISO 3452-2:2008) y Partículas Magnéticas (UNE-EN ISO 9934-1:2002).

Exámenes volumétricos: Ultrasonidos (UNE-EN 583-1:1999), Corrientes Inducidas o parasitas (Eddy currents) (UNE-EN 12084:2001) y Examen Radiográfico (UNE-EN 13068-1:2000)

Exámenes visuales. (UNE-EN 13018:2001)

2.2.4. Gas licuado de petróleo (GLP).

Es un combustible mejor conocido como gas en cilindro o gas propano, que proviene de la mezcla de dos hidrocarburos principales: el propano (C₃H₈) y el butano (C₄H₁₀) otros en menor proporción. Esto es obtenido de la refinación del crudo del petróleo o del proceso de separación del crudo o gas natural en los pozos de extracción.

Los gases que componen el GLP son los productos que se desprenden a lo largo del proceso, quedando libres de azufre, plomo y con bajo contenido de carbono, convirtiéndolo una energía limpia, amigable y socio de los recursos naturales renovables.

Esta mezcla de los dos hidrocarburos que compone el GLP permanece gaseosa en condiciones ambientales, se convierte a un estado líquido cuando se somete a presiones moderadas, es por ello que facilita

su transporte a diferencia de otros ya que no se requiere de grandes infraestructuras ni complicadas redes para su distribución, haciéndolo muy atractivo para consumo en áreas remotas y/o rurales donde tal vez las redes de Gas Natural no pueden llegar, acercando distritos alejados a una energía moderna. La energía del GLP se condensa en espacios reducidos, cada galón llega a contener 92000 Btu a diferencia del Gas Natural que sólo alcanza los 32000 Btu.

Por otro lado el GLP no tiene color ni olor, por razones de seguridad antes de ser almacenado se le agrega una sustancia llamada Mercaptano, el mercaptano a su vez es un compuesto de azufre orgánico compuesto por un grupo alquilo o arilo y un grupo tiol. Fórmula general: R-SH donde R es un grupo alquilo o arilo. Es inflamable pero no tóxico la cual le da ese olor característico, facilitando su detección en caso de fugas o escapes ya que el metano no tiene olor y si hubiera una fuga no se detectaría fácilmente y al acumularse provocaría una explosión.

Entre las características más resaltantes:

Tiene características similares a la gasolina porque tiene 110 octanos, pero produce menos contaminantes tóxicos como el anhídrido sulfuroso y el monóxido de carbono, por ello es favorable al minimizar la contaminación del medio ambiente.

Es incoloro en estado líquido.

Su poder calorífico supera otros combustibles como el gas natural y los alcoholes derivados de la biomasa.

Figura 3

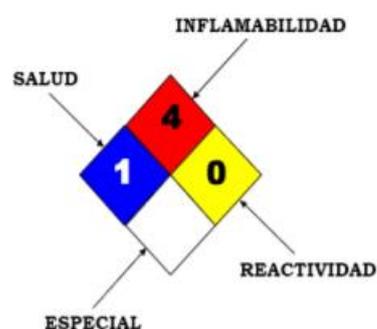
Hoja MSDS del gas licuado de petróleo (GLP).

**HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD
PARA SUSTANCIAS QUÍMICAS
GAS LICUADO DEL PETROLEO
UN 1075**

**Rombo de Clasificación de
Riesgos NFPA-704**

GRADOS DE RIESGO:

- 4. MUY ALTO
- 3. ALTO
- 2. MODERADO
- 1. LIGERO
- 0. MINIMO



1. IDENTIFICACION DEL PRODUCTO

Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas No	HDSSQ-LPG
Nombre del Producto	Gas licuado comercial, con odorífero
Nombre Químico	Mezcla Propano-Butano
Familia Química	Hidrocarburos del Petróleo
Fórmula	$C_3H_8 + C_4H_{10}$
Sinónimos	Gas LP, LPG, gas licuado del petróleo,

¹ Sistema de Emergencia de Transporte para la Industria Química.

² Centro Nacional de Comunicaciones; dependiente de la Coordinación Gral de Protección Civil de la Secretaría de Gobernación.

³ NFPA = National Fire Protection Association, USA.]

Nota: La figura muestra la clasificación del peligro químico e información de alerta del GLP en la hoja “Material safety data sheet” que traducida al español es “Hoja de Datos de Seguridad de Materiales”.

Fuente: (National Fire Protection Association, 2017)

Tabla 3

Composición del GLP

COMPOSICION DEL GLP

MATERIAL	%	LEP (Límite de Exposición Permisible)
Propano	60.0	1000 ppm
n-Butano	40.0	800 ppm
Etil Mercaptano (odorizante)	0.0017 – 0.0028	50 pm

Nota: Especifica el material y cuanto de porcentaje componen el GLP datos tomados de National Fire Protection Association, 2017.

Tabla 4

Propiedades físicas y químicas del GLP.

PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS.	
Apariencia, color, olor	Gas comprimido incoloro, sin olor cuando procede de gas natural, por lo cual se agrega un odorante para facilitar la detección de fugas; cuando se deriva del petróleo, se percibe un olor característico siendo fácilmente detectable en caso de fuga, por lo que no es necesario agregar odorante.
Gravedad Específica a 15.6/15.6°C	0.52 – 0.56 aprox.
Punto de Inflamación, °c	-104 aprox.
Presión de Vapor a 37.8°C, psi	115 - 208
Límites de Inflamabilidad, % vol. en aire	De 2.2 a 9.5 aprox.
Punto de autoignición, °c	466 aprox.
Solubilidad en agua	Insoluble

Nota: Especifica en detalle las propiedades del GLP, datos tomados de National Fire Protection Association: NFPA 58 , Edición-2004.

Figura 4*Propiedades del GLP.*

	Propano comercial	Butano comercial
Presión de vapor en kpa (presión absoluta) a :		
20 °C	1,000	220
40°C	1,570	360
45°C	1,760	385
55°C	2,170	580
Peso específico	0,540	0,582
Punto de ebullición inicial a 1,00 atm de presión, °C	-42	-9
Peso por metro cubico de líquido a 15,56°C,kg	504	582
Calor específico del líquido,kilojoules por kilogramo, a 15,56°C	1,464	1,276
Metros cúbicos de vapor por litro de líquido a 15,56°C	0,271	0,235
Metros cúbicos de vapor por kilogramo de líquido a 15,56°C	0,539	0,410
Peso específico del vapor (aire=1) a 15,56°C	1,50	2,01
Temperatura de ignición en aire , °C	493-549	482-538
Temperatura máxima de llama en aire, °C	1,980	2,008
Límites de inflamabilidad en aire,% de vapor en la Mezcla aire-gas:		
Inferior	2,15	1,55
Superior	9,60	8,60
Calor latente de vaporización en el punto de ebullición :		
Kilojoules por kilogramo	428	388
Kilojoules por litro	216	226
Cantidad de calor total luego de la vaporización :		
Kilojoules por metro cubico	92,430	121,280
Kilojoules por kilogramo	49,920	49,140
Kilojoules por litro	25,140	28,100

Nota: Se muestra en detalle las propiedades del GLP. Fuente. (National Fire Protection Association: NFPA 58 , Edición-2004).

A. IDENTIFICACION DE RIESGOS DEL GLP

HR: 3

(HR = Clasificación de Riesgo, 1 = Bajo, 2 = Mediano, 3 = Alto).

Como se puede ver el gas licuado tiene un nivel de riesgo alto, es por ello que cuando las instalaciones se diseñan, construyen y mantienen con estándares rigurosos, se consiguen óptimos atributos de confiabilidad y beneficio.

La LC₅₀ (Concentración Letal cincuenta de 100 ppm), se considera por la inflamabilidad de este producto y no por su toxicidad.

➤ **SITUACION DE EMERGENCIA:** en el momento que hay fuga del GLP a la atmósfera, vaporiza de inmediato, este se mezcla con el aire ambiente y se forman nubes inflamables y explosivas, que al exponerse a una fuente de ignición (chispas, flama y calor) producen incendio o explosión. Es por eso que es recomendable hacer inspecciones preventivas ya que las conexiones en malas condiciones son las fuentes de ignición más comunes. Utilícese preferentemente en lugares con buenas condiciones de ventilación, ya que en espacios confinados las fugas de GLP se mezclan con el aire formando nubes de vapores explosivos, éstas desplazan y enrarecen el oxígeno disponible para respirar. Su olor característico puede advertirnos de la presencia de gas en el ambiente, sin embargo el sentido del olfato se perturba a tal grado que es incapaz de alertarnos cuando existan concentraciones potencialmente peligrosas. Los vapores del gas licuado son más pesados que el aire (su densidad relativa es 2.01; aire = 1).

➤ **PRIMEROS AUXILIOS EN CASO DE EMERGENCIA**

Ojos: La salpicadura de este líquido puede provocar daño físico a los ojos desprotegidos, además de quemadura fría, aplicar de inmediato y con precaución agua tibia. Busque atención médica.

Piel: Las salpicaduras de este líquido provocan quemaduras frías, deberá rociar o empapar el área afectada con agua tibia o corriente. No use agua caliente. Quítese la ropa y los zapatos impregnados. Solicite atención médica.

Inhalación: Se debe advertir que en altas concentraciones (mas de 1000 ppm), el gas licuado es un asfixiante simple, debido a que diluye el oxígeno disponible para respirar. Los efectos de una exposición prolongada pueden incluir: dolor de cabeza, náuseas, vómito, tos, depresión del sistema nervioso central, dificultad al respirar, somnolencia y desorientación. En extremos pueden presentarse convulsiones, inconsciencia, incluso la muerte como resultado de la asfixia.

Figura 5

Límites de explosividad del GLP.



Nota: Se muestra la zona A y B condiciones ideales de homogeneidad, las mezclas de aire con menos de 1.8% y más de 9.3% de gas licuado no explotarán aun así esten en presencia de ignición, sin embargo en condiciones prácticas, se debe de desconfiar de las mezclas cuyo contenido estén más cerca a la zona explosiva, en esta zona solo se necesita un afuente de ignición para desencadenar una explosión. Fuente: (National Fire Protection Association, 2017).

B. Usos del GLP.

Su uso principal es como combustible, pero su variedad va desde propelente para aerosoles hasta refrigerante industrial.

Cuando se utiliza como combustible, sirve en procesos industriales para sistemas tanto de enfriamiento como de calentamiento, para producción de vapor y como combustible para motores. En otros procesos como los del hogar se utilizan para la cocción de alimentos,

ya que correctamente combinado con el aire, no genera hollín ni da mal sabor a las preparaciones.

2.2.5. Almacenamiento de combustible, recipientes a presión.

Según el D.S. N° 05293EM, se podrá almacenar en diversos sistemas, clasificándose de manera general en "sistemas convencionales" y "sistemas no convencionales".

Almacenamientos convencionales: consisten en tanques superficiales y tanques enterrados. Los tanques superficiales son aquellos cuyas paredes laterales y techo están en contacto directo con la atmósfera, se subclasifican en tanques atmosféricos, tanques a presión, tanques refrigerados y tanques térmicos.

Los tanques enterrados son aquellos cubiertos con material sólido y expuesto a presiones ocasionadas por el empuje o peso del material que los rodea.

Almacenamiento no convencional: es todo sistema que no está descrito en el reglamento, requiriendo especiales consideraciones en su proyecto, construcción y mantenimiento. Los almacenamientos "no convencionales" pueden ser:

- Almacenamiento en pozas abiertas
- Almacenamiento flotante
- Almacenamiento en cavernas
- Almacenamiento en tanques de concreto pretensado
- Almacenamiento en plataformas marinas.

Figura 6

Almacenamiento de GLP en un recipiente a presión.



Nota: Se muestra la propiedad del GLP ya que a una temperatura ordinaria y presión atmosférica se encuentra en estado gaseoso tiene la propiedad de pasar al estado líquido al someterlo a una presión superior a la atmosférica la cual le da la ventaja de poder ser almacenado en estado líquido y así reducir su volumen. Fuente. (National Fire Protection Association: NFPA 58 , Edición-2004).

A. Recipiente a presión

Los recipientes a presión son contenedores diseñados para la contención de fluidos como pueden ser los gases o líquidos estos a presiones mucho más mayores a la presión ambiental o atmosférica. Estos son diseñados, fabricados y usados bajo regulaciones y normas

exigentes ya que son de muy alto riesgo si no se sigue los lineamientos determinados para su diseño, construcción y uso.

El uso de los recipientes a presión es muy numerosa como en la industria y los servicios de las cuales se resalta para el transporte, almacenamiento, producción y procesos de transformación de líquidos y gas; esto en distintos tipos de campo ya sea minería, refinerías, petroquímicas y usos industriales.

Los tipos de recipientes a presión se clasifican de la siguiente manera:

Tabla 5

Clasificación de recipientes a presión.

Recipientes a presión	
Por su uso	De almacenamiento
	De proceso
Por su forma	Cilíndricos
	Horizontales
	Verticales
	Esféricos

Nota: Se especifica en detalle la clasificación de recipientes a presión.

Fuente. Elaborado por el autor.

- **Por su servicio (uso).** Se dividen en; recipientes de proceso y recipientes de almacenamiento. Los recipientes de almacenamiento se usan como depósitos para contener una reserva suficiente de algún producto para su uso posterior y/o comercialización. Los recipientes de proceso se utilizan como intercambiadores de calor, reactores, torres fraccionadora, torres de destilación, entre otros.
- **Por su forma.** Se clasifican en; cilíndricos o esféricos. Los cilíndricos pueden ser horizontales o verticales, y pueden contar

con o sin 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 bajas presiones.

B. Tipos de tapas de un recipiente a presión.

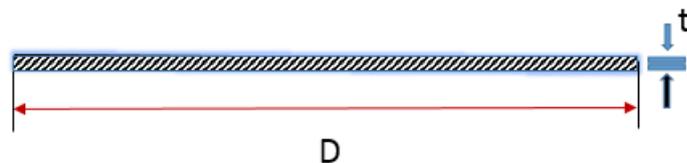
Los recipientes a presión tienen diferentes tipos de cabezales o tapas esto varía de acuerdo a las condiciones de operación y a los costos de fabricación, a continuación mencionaremos algunos de ellos:

- **Tapas planas**

Este tipo es uno de los que económicamente más bajos en el mercado, son usados como fondos de recipientes de almacenamiento de grandes dimensiones como también son usados para recipientes sujetos a presión atmosférica.

Figura 7

Tapa plana.



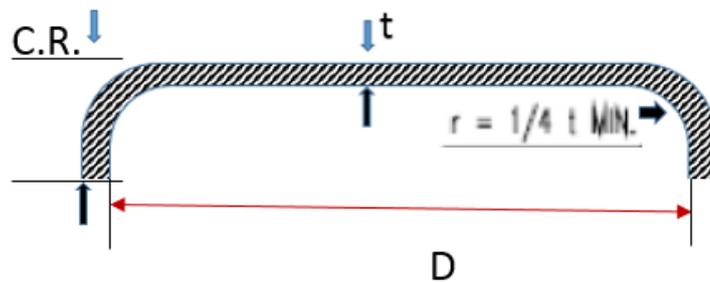
Nota: Se muestra un modelo de tapa plana en un recipiente a presión donde D es diámetro interior de la tapa y t es espesor de la tapa. Fuente. Elaborado por el autor.

- **Tapas planas con ceja**

Este tipo se utiliza generalmente para presiones atmosféricas, y al igual que el anterior su costo también es relativamente bajo, y tienen un límite dimensional de 6 metros de diámetro máximo.

Figura 8

Tapa plana con ceja.



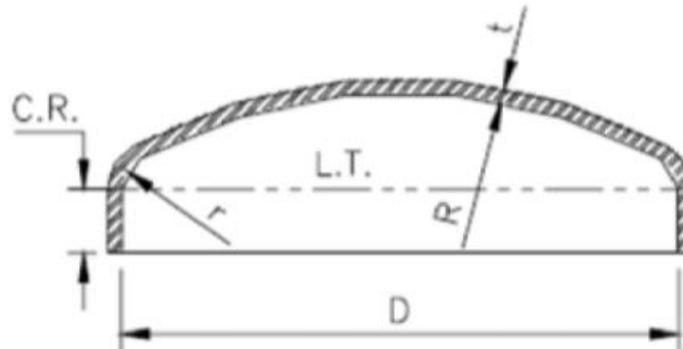
Nota: Se muestra un modelo de tapa plana con ceja en un recipiente a presión donde D es diámetro interior de la tapa, t es espesor de la tapa, r es radio de la curvatura y CR es la distancia de inicio del dobles. Fuente. Elaborado por el autor.

- **Tapas toriesféricas**

Este tipo son las de mayor aceptación en la industria, ya que soportan altas presiones manométricas y debido a su bajo costo, 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.

Figura 9

Tapas toriesfericas.



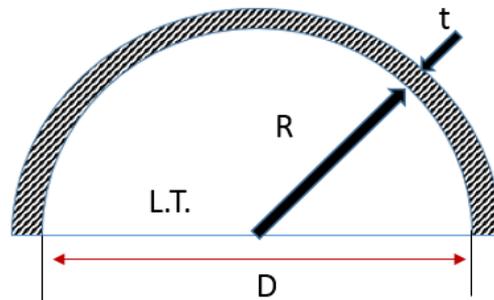
Nota: Se muestra un modelo de tapa toriesfericas en un recipiente a presion donde D es diametro interior de la tapa, t es espesor de la tapa, r es radio de la curvatura menor, R es radio de la curvatura mayor, CR es la distancia de inicio del dobles y LT es el limite entre distancia de inicio del dobles y el radio de la curvatura. Fuente. (Estrada., 2001).

- **Tapas semiesféricas**

Este tipo de tapas a diferencia de los demás es utilizado exclusivamente para soportar presiones críticas. Su silueta describe una media circunferencia perfecta, en cuanto a su precio es alto y no hay límite dimensional para su fabricación.

Figura 10

Tapa semiesférica



Nota: Se muestra un modelo de tapa semiesférica en un recipiente a presión donde D es diámetro interior de la tapa, t es espesor de la tapa, R es radio de la tapa, y LT es el límite entre distancia de inicio del dobles y el radio de la curvatura. Fuente. (Estrada., 2001)

C. Accesorios de un recipiente a presión.

Se incluye como accesorio de los recipientes a presión las tuberías interiores, la entrada de hombre, válvulas, plataformas, escaleras, instrumentos (manómetro, termómetros, medidor de nivel), dispositivos de seguridad (válvulas internas, válvulas de seguridad, válvula de drenaje)

2.2.6. Mantenimiento

Es la capacidad de producir con calidad, seguridad y rentabilidad. Prevenir los accidentes y lesiones que puede causar una falla en el equipo, material, herramienta, maquina etc. Es por ello que el mantenimiento permite mejorar el desenvolvimiento y seguridad evitando los futuros accidentes en el área laboral.

Entre las características principales podemos ver:

- Prolongar la vida útil.
- Mejorar la producción.
- Aumentar disponibilidad de equipo, material etc.
- Reducir costos.
- Reducir fallos intempestivos o sin aviso.
- Evitar accidentes.

I. Tipos de mantenimiento.

A. Mantenimiento correctivo

Como lo dice su mismo nombre este tipo de mantenimiento está destinado a corregir los defectos una vez presentados, la cual si es un equipo que interviene de manera instantánea en la producción produce paradas y daños en la producción que afecta el avance de la empresa por ende puede acarrear a producir una baja calidad en las reparaciones esto debido a la prioridad de reponer antes que reparar definitivamente y a menudo este tipo de intervenciones generan otras al cabo del tiempo lo cual será muy difícil romper con esta inercia.

B. Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento se realiza programando las intervenciones sistemáticamente ya que interviene, cuando el equipo no haya dado ninguna señal de avería o problema. Surgió durante la segunda guerra mundial debido a las aplicaciones militares de la manera en que inspeccionaban sus aviones antes de cada vuelo.

Su evaluación periódica va a conllevar a una óptima conservación del equipo, maquina etc. Y con ello una aplicación eficaz para contribuir a un correcto sistema de uso, calidad y mejora continua.

C. Mantenimiento predictivo.

Este tipo de mantenimiento hace que se conozca e informe permanentemente de la operatividad y el estado mediante el conocimiento de los valores de determinadas variables, es decir se trata de adelantarse a o predecir antes de que la falla pueda dar señal para ello se utiliza herramientas y técnicas de monitoreo.

2.2.7. Fallas en un recipiente a presión

Algunas de las fallas que comúnmente se pueden dar son:

- ***Pérdida de espesores por corrosión:*** es la acción de los factores de contaminación y los meteorológicos es decir como las condiciones de exposición del metal y sus propiedades. Siempre que la corrosión este originada por una reacción es decir la oxidación, la velocidad a la que tiene lugar dependerá en alguna medida de la temperatura, de la salinidad del fluido en contacto con el metal y de las propiedades del material en cuestión.
- ***Pérdida de espesores por erosión:*** suele presentarse en zonas donde hay cambio en la dirección del fluido circulante, es decir proceso físico de desgaste gradual de una superficie solida debido a la abrasión.
- ***Fatiga del material:*** esto se da en cualquier punto del material generalmente alrededor de una fuente de concentración de tensión y en la superficie exterior donde las fluctuaciones de tensión son más elevadas. Entre los factores que afectan la resistencia a la fatiga de un

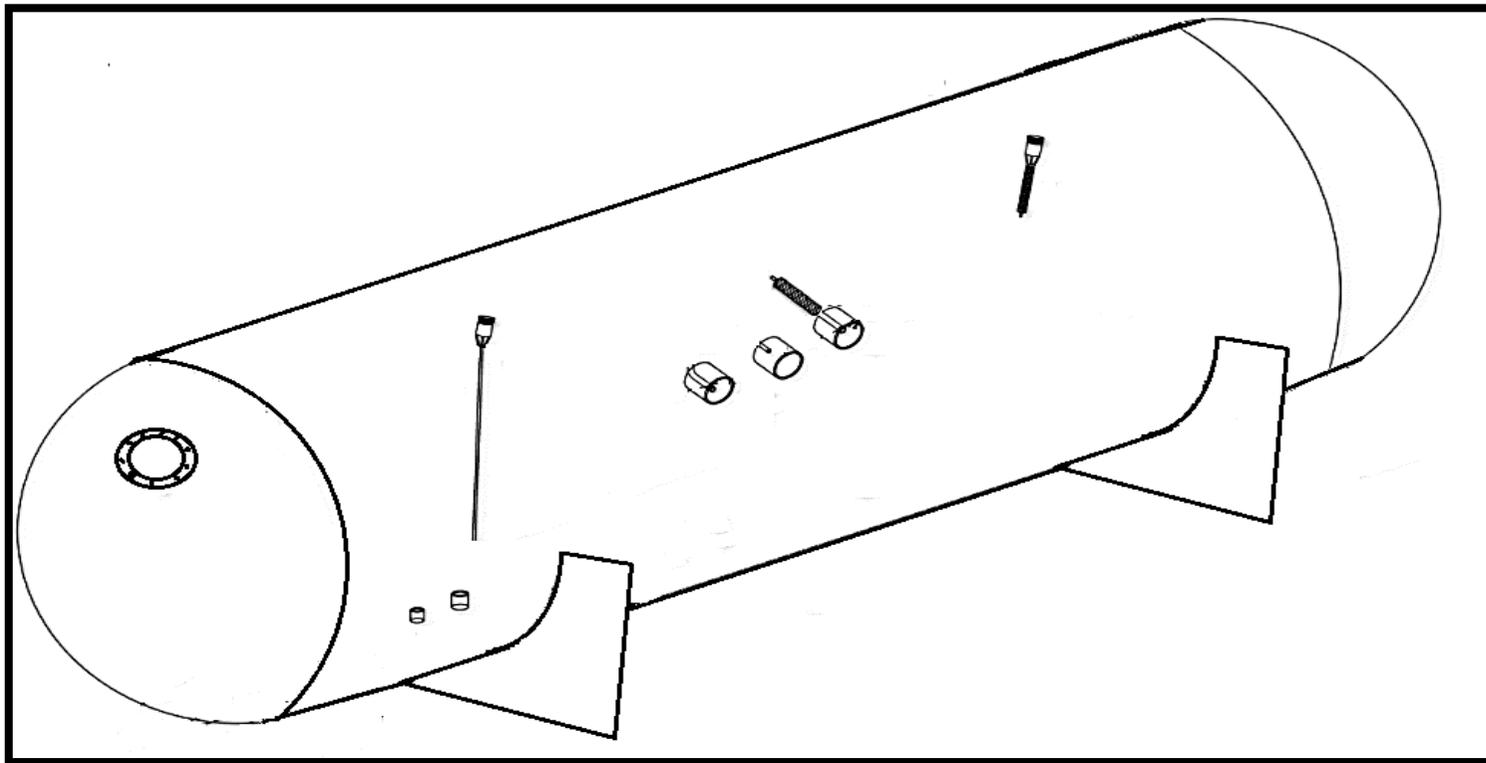
elemento mecánico es el tipo de material, su grado de aleación, método de fabricación, condiciones y atmósfera de trabajo, entre otros.

2.2.8. Conceptos de inspección

En este caso nuestro recipiente a inspeccionar es un recipiente horizontal estacionario en uso que sirve de almacenamiento de glp con 10,000 gls de capacidad.

Figura 11

Recipiente horizontal estacionario a inspeccionar.



Nota: Se muestra la representacion esquematica del recipiente a presion horizontal estacionario inspeccionado. Fuente. Elaborado por el autor.

A continuación detallamos conceptualmente las inspecciones realizadas al recipiente estacionario en uso.

I. INSPECCIÓN VISUAL.

Es uno de los métodos de ensayos no destructivos económicos y más utilizado, esto se basa en la observación a detalle de discontinuidades visibles a simple vista como las deformaciones, defectos de soldadura y fenómenos de corrosión por ello se utilizan numerosas herramientas como reglas, los calibres en caso de socavamiento, cámara fotográfica.

- Inspección visual interna.
- Inspección visual externa.

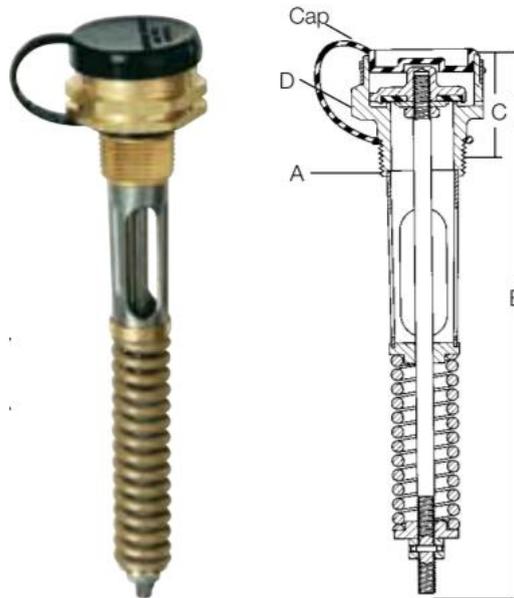
II.INSPECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN.

También conocidos como válvulas de seguridad, están diseñados para desahogar la presión que exceda el valor de la calibración de desfogue establecidos para que el equipo opere con normalidad; estas válvulas son generalmente montadas en conexiones de acoplamiento medio. Están diseñadas de manera que los puertos de entrada libran completamente el fondo de un acoplamiento de 2". Esto asegura que la válvula de alivio siempre deberá ser capaz de alcanzar un flujo máximo bajo condiciones de emergencia.

Este dispositivo de alivio de presión es activado por la presión estática hacia arriba la cual se caracteriza por la apertura rápida total o acción de disparo.

Figura 12

Válvulas de alivio de presión semi-internas.



Nota: Se muestra el modelo de válvula de alivio que el recipiente inspeccionado usa, donde a continuación en la figura 12 se muestra los detalles. Fuente. (Catalog REGO , 2009).

Figura 13

Medidas de la válvula de alivio.

Part Number	Start To Discharge Setting PSIG	A Container Connection M. NPT	B Overall Height (Approx.)	C Height Above Coupling (Approx.)	D Wrench Hex Section	Flow Capacity SCFM/Air		Suitable for Tanks w/Surface Area Up To:*	Protective Cap (Included)
						UL (At 120% of Set Pressure)	ASME (At 120% of Set Pressure)		
7583G	250	¾"	8⅞"	1⅞"	1¼"	1980	1806	80 Sq. Ft.	7583-40X
8684G		1"	9⅞"	1⅞"	1⅞"	2620	2565	113 Sq. Ft.	8684-40
8685G		1¼"	11⅞"	1⅞"	2⅞"	4385	4035	212 Sq. Ft.	7585-40X

Nota: Muestra la información detallada como las medidas según el código de la válvula de alivio. Fuente. (Catalog REGO , 2009).

III. INSPECCIÓN DE ESPESORES.

Esta inspección se realiza con el objetivo de monitorear y controlar el avance de la corrosión que pudiera presentar el material del recipiente. Esto se lleva a cabo utilizando el equipo de ultrasonido. Este ensayo tiene por finalidad detectar disminuciones de espesor ya sea por erosión o por corrosión.

Los recipientes suelen tener degradaciones es decir pérdida de espesores debido a altas temperaturas, fluidos agresivos, entre otros que ponen en riesgo su integridad que pueden ocasionar fugas, roturas y por ende problemas mucho más grandes como una explosión, por ello este ensayo también forma parte del mantenimiento predictivo lo cual nos permitirá realizar un seguimiento periódico de la evolución del espesor del material.

IV. PRUEBA HIDROSTÁTICA.

Este ensayo se realiza con el fin de verificar la hermeticidad de los accesorios bridados como también la soldadura, para ello el elemento principal es el agua; consiste en la aplicación de una presión a un equipo.

V. INSPECCIÓN DE RECUBRIMIENTO DE PINTURA.

El recubrimiento de pintura es quizás uno de los métodos en la protección del material contra la corrosión podría ser por el bajo costo a diferencia de otros sistemas de protección anti corrosiva. Las pinturas, pueden brindar también funcionalidades específicas como antibacterianas, propiedades luminiscentes, antiadherentes; pero sin lugar a duda la más resaltantes es su

acción anticorrosiva ya que contienen agentes anticorrosivos estos aumentan la resistencia corrosiva en cuestión de años, por lo que tiene un efecto barrera al aislar la superficie pintada del medio exterior al cual se expone el material.

2.3. Definición de términos básicos

ASME: Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society of Mechanical Engineers)

API: Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)

END: Ensayos no Destructivos.

Evaluación: Es una prueba en la que se mide el nivel de conocimientos, aptitudes, habilidades o de unas capacidades físicas. Se usa como herramienta para determinar la idoneidad de alguien para la realización de una actividad o el aprovechamiento de unos estudios.

Recipiente: Objeto para contener o guardar algo, es todo receptáculo destinado a albergar en su interior hueco productos sólidos (o semisólidos, como polvos, gránulos), líquidos o gases, y usado en numerosos ámbitos de la vida cotidiana, el comercio y la industria.

Corrosión: Es la alteración del metal por efectos fisicoquímicos del medio exterior o interior con que se encuentra en contacto el recipiente y que provoca una disminución del espesor útil o sección resistente del metal.

Evaluación de integridad: Su estudio permite cuantificar el grado de daño acumulado, programando acciones para su extensión de vida.

ASTM A 285 Grado C: Este es el material de construcción del recipiente a presión que estamos inspeccionando se caracteriza por tener excelente rolado y facilidad de soldado. Disponible hasta un grosor de 2", este material es

normalmente suministrado en los tipos de cerco o semi-muertos y es particularmente para la producción económica de los buques de baja presión bajo la jurisdicción del Código de Embarcaciones a Presión ASME y Recipientes estacionarios de baja e intermedia resistencia. Son aceros de alta resistencia la cual se desarrollan con la adición de micro-aleantes como niobio o vanadio, haciéndolos más seguros en su comportamiento mecánico y logrando una reducción en el consumo específico estructural. Este modelo de placa de mediana resistencia es ideal para recipientes estacionarios, acumuladores, calentadores y calderas.

Tabla 6

Propiedades químicas.

	Espesor (mm)	C (%)	Mn (%)	P (%)	S (%)
A285	5-80	≤0.17	≤0.90	≤0.035	≤0.035
GR.A					
A285 GR.B	5-80	≤0.22	≤0.90	≤0.035	≤0.035
A285 GR.C	5-80	≤0.28	≤0.90	≤0.035	≤0.035

Nota: Se muestra en la tabla los tres tipos de presentación de la plancha ASME A285, para este caso en la construcción del recipiente en cuerpo y cabezales se usa el grado C con distintos espesores. Fuente: Elaboración propia

Tabla 7

Propiedades mecánicas del acero A285 Gr.C.

NORMA TÉCNICA	Limite de Fluencia (F) Kg/mm²	Resistencia a la Traccion (R) Kg/mm²	Elongacion (A) %	NORMA EQUIVALENTE
ASTM A285 Gr.C	21 min.	39/53	23 min.	EN 10028-2 P235 GH

Nota: Especificacion de las propiedades mecánicas del acero A285 Gr.C . Elaborado por el autor.

Tabla 8

Dimensiones estándar y pesos.

SISTEMA METRICO (mm)	PESO TEORICO Kg/pl
6,4 x 1829 x 7315	672,17
8 x 1829 x 7315	840,21
9,5 x 1829 x 7315	997,75
12,5 x 1829 x 7315	1312,83
16 x 2438 x 7315	2239,95
19 x 2438 x 7315	2659,94
25,4 x 2438 x 7315	3555,92

Nota: Adaptado de (FERMET, 2009)

- GLP: Gas licuado del petróleo; es la mezcla de gases licuados presentes en el gas natural o disueltos en el petróleo. Lleva consigo procesos físicos y químicos por ejemplo el uso de metano. Los componentes del GLP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de licuar, de ahí su nombre. En la práctica, se puede decir que los GLP son una mezcla de propano (C₃H₈) y butano (C₄H₁₀).

Propiedades del GLP

Estado físico : gas

Color : no posee
Olor : no posee
Densidad : mayor a la del aire

Alto poder calorífico

El gas natural de propano y butano que pueden ser extraídos por procesos consistentes en la reducción de la temperatura del gas hasta que estos componentes y otros más pesados se condensen. Los procesos usan refrigeración o turbo expansores para lograr temperaturas menores de -40 °C necesarias para recuperar el propano. Subsecuentemente estos líquidos son sometidos a un proceso de purificación usando trenes de destilación para producir propano y butano líquido o directamente GLP.

- Plan de inspección: Documentación dirigida a orientar y seguir para la realización de las inspecciones con objeto de comprobar las condiciones y estado en la que se encuentra al momento de la inspección.

2.4. Formulación de hipótesis

2.4.1. Hipótesis general

Evaluando la integridad de los recipientes de GLP estacionario en servicio según la norma API 510 se logrará conocer la vida útil.

2.4.2. Hipótesis específicas

- 1) Si se realiza la evaluación aplicando procedimientos y técnicas de inspección de ensayos no destructivos al recipiente de GLP estacionario se logrará obtener su diagnóstico actual.

- 2) Si se elabora un plan de inspección se determinará el periodo de inspección del recipiente de GLP.

2.5. Identificación de variables

Kerlinger y lee (2002) definen a la investigación no experimental como la búsqueda empírica y sistemática en la cual el investigador no posee control directo de las variables independientes, pues sus manifestaciones ya han ocurrido.

“En la investigación no experimental las variables independientes ocurren y no es posible manipularlas, no se tiene control directo sobre dichas variables ni se puede influir en ellas, porque ya sucedieron, al igual que sus efectos”. (Hernandez Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2015).

En vista de esto la presente investigación es considerada no experimental, ya que no se pretende manipular ninguna de las variables es decir los fenómenos se observaron en su contexto natural para más luego ser analizados.

2.5.1. Variable (V1)

Evaluación de integridad del recipiente de GLP estacionario en servicio.

2.5.2. Variable (V2)

Plan de mantenimiento preventivo según su vida útil.

2.6. Definición Operacional de variables e indicadores

Tabla 9

Operacional de Variables e Indicadores

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Medición o Valoración	Indicador
Evaluación de Integridad del recipiente de GLP estacionario en servicio.	Inspecciones que se realiza con la finalidad de verificar y obtener el estado actual de un recipiente en servicio.	Inspecciones por ensayos no destructivos	Análisis de resultados.	Nivel de corrosión
			Diagnóstico de operatividad.	Ensayos no destructivos
Plan de mantenimiento preventivo según su vida útil.	Plan adecuado para las inspecciones futuras del recipiente esto en base s su vida útil obtenida.	Análisis de resultado-vida útil.	Planificar y organizar.	Elaboración del formato del plan.
			Análisis y verificación de tiempo por inspección determinados por la norma y de acuerdo a la vida útil.	Registros de las inspecciones realizadas.

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

3.1. Tipo de investigación

El estudio se enmarcó dentro de una investigación de carácter **aplicado**.

En el desarrollo del estudio de investigación se observó, registró y se describió las características de una inspección a un recipiente estacionario en servicio, en donde se han analizado las teorías que fundamentan las inspecciones en END para recipientes estacionarios a presión en servicio según la norma API 510, API 572 y se ha indagado sobre la existencia de estas inspecciones a nivel regional, nacional e internacional, para terminar elaborando un esquema factible de inspección y vida útil del recipiente para desarrollar un plan de inspección adecuado.

3.2. Nivel de investigación

El estudio se enmarcó dentro de una investigación de **nivel descriptivo**.

“Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos, objetos o cualquier

otro fenómeno que se someta a un análisis.” (Hernandez Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2015).

En definitiva, permiten medir o evaluar diferentes aspectos, tamaños o elementos del fenómeno a investigar, obtener información sobre la posibilidad de llevar a cabo una investigación más completa; medir la información recolectada para luego describir, analizar e interpretar sistemáticamente las características del fenómeno estudiado con base en la realidad del escenario planteado.

3.3. Métodos de investigación

La investigación desarrollada se ha enmarcado en el método de investigación aplicada, la cual nos permite la búsqueda de la aplicación o la utilización de conocimientos previos de una o varias áreas especializadas con el propósito de implementar estos conocimientos de forma práctica para satisfacer necesidades y solución a problemas concretos.

Ya que los recipientes estacionarios de GLP, son elementos elaborados por planchas de acero con soldadura lo cual requiere de una inspección por ensayos no destructivos y en este caso particular a un recipiente estacionario en uso por ello se va a trabajar con la norma API 510 – 2014 reforzando con las normas API 572 – 2009 y código ASME SECC. VIII, Div. 1- 2007.

3.4. Diseño de la investigación

Ya que el diseño de la investigación es la estructura para llevar a cabo una investigación, con el cual se puede obtener información necesaria para el estudio y/o resolver un problema se puede identificar que esta investigación es de diseño

no experimental de tipo **transversal**, ya que la recolección de los datos se hizo en un solo momento en la unidad de análisis descrita de la norma.

La investigación no experimental, *“es la que se realiza sin manipular deliberadamente las variables; lo que se hace en este tipo de investigación es observar fenómenos tal y como se dan en un contexto natural, para después analizarlo”* (Hernandez Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2015). Estos mismos autores señalan que los diseños de investigación transversal o transeccional *“recolectan datos en un solo momento, en un tiempo único. Su propósito es describir variables y analizar su incidencia e interrelación en un momento dado”*

En el estudio de la presente investigación el propósito ha sido describir variables y analizar su incidencia e interrelación en el momento dado.

A continuación, se explicarán los pasos que se siguieron para la evaluación del recipiente y calcular su vida útil que fue objeto de este estudio.

Paso 1: Se tomará como muestra, uno de los recipientes estacionarios de GLP que está en servicio desde hace más de 5 años en la planta de envasado.

Paso 2: Evaluar que el tanque en servicio indicado, cumpla con los requerimientos siguientes:

API 510, Inspección Interna (5.5.2) – Ítem 5.5.2.1, Inspección Externa (5.5.4) - Ítem 5.5.4.1.3, Inspección de Dispositivos de Alivio de Presión (6.1.1, 6.2.1.1. 4), Inspección de Espesores (5.5.4) - Ítem 5.5.5.1 determinación de ratio de corrosión y vida remanente, Inspección de Soldadura en Servicio (Ítem 5.10), Prueba Hidrostática (Ítem 5.8), Prueba Neumática (Ítem 5.8.5), Inspección De Recubrimiento De Pintura (Ítem 5.6.3).

API 572, Inspección Externa (10.3), Ítem 10.3.13 (Pág.26) Inspección de Daños mecánicos como cavidades, y abolladuras. Inspección de profundidad y extensión de cavidad superficial. Todas las cavidades deben ser reportadas.

Código ASME SECC. VIII, Div. 1: a) Material Base del Cuerpo y Cabezales (UG-5 Planchas), b) Diseño “Espesor de Cuerpo y Cabezales” (UG-27, UG-32).

Paso 3: registrar todos los datos posibles encontrados durante la inspección realizada al recipiente estacionario de GLP en servicio.

Paso 4: realizar el análisis de los datos obtenidos y por ende realizar la memoria de cálculo para poder hallar la vida útil.

3.5. Población y muestra

3.5.1. Población

Una población es el conjunto de todos los casos que concuerdan con una serie de especificaciones (Selltiz, 1980). Para este estudio la población estará constituida por el total de los recipientes estacionarios de GLP en servicio de una determinada planta de envasado de GLP a inspeccionar.

3.5.2. Muestra

En nuestro caso la muestra fue el conjunto de tanques ubicados en la envasadora en Villa El Salvador a los cuales se realizaron las inspecciones.

3.6. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para la recolección de los datos fue necesario aplicar algunas técnicas que a través de equipos, instrumentos e inspecciones permitieran recabar la información necesaria para determinar la vida útil del recipiente.

La información necesaria se obtendrá directamente de documentos constatados e inspecciones realizadas al recipiente en las áreas involucradas, para ello se utilizó la técnica de la observación y ejecución apoyada en equipos especializados e instrumentos como el diario de campo, la libreta de notas y dispositivos mecánicos.

3.7. Selección, validación y confiabilidad de los instrumentos de investigación

Es muy importante el control de equipos de medición para tener la confianza y validación de nuestra investigación ya que los datos obtenidos en las inspecciones del recipiente a presión estacionario son importantes para calcular su vida útil es por ello que se verifica siempre antes de la inspección las óptimas condiciones ya sea en su mantenimiento, su verificación y su calibración.

De manera específica los instrumentos que influyen directamente en los resultados de las mediciones para los procedimientos de la inspección fueron debidamente verificados teniendo en cuenta la vigencia de su fecha de calibración.

Calibración

En una calibración lo que se debe tener en cuenta es el instrumento de medida y los valores correspondientes a un patrón ya que con ellos se podrá establecer la relación existente entre los valores indicados. La calibración tiene por objetivo la determinación del grado de incertidumbre de las medidas efectuadas con un equipo por ello se realiza en laboratorios calificados y certificados.

3.7.1. Verificación

En la verificación se confirma mediante la aportación de evidencia objetiva de que se cumplen los requisitos especificados para la medición correspondiente, en el caso de nuestros equipos la verificación se le realiza con más frecuencia que la calibración con patrones para su correcto uso y obtener resultados óptimos.

3.8. Técnicas de procesamiento y análisis de datos

Una vez obtenido los datos, se verifica que estén completos y se procede a realizar el análisis de consistencia con el fin de asegurarse que los datos hayan sido tomados correctamente. Los datos se separaron y categorizaron de acuerdo a la variable que se desee analizar. El análisis se facilitó usando gráficas y esquemas contextuales. Esto, con la finalidad de mostrar los resultados y resaltar así los aspectos más significativos de la población.

3.9. Tratamiento estadístico

El procesamiento de datos se efectuó aplicando la teoría de la estadística descriptiva (con el fin de describir las características de la población) y analítica (para sacar conclusiones de una serie de datos apoyándose de la teoría de probabilidades). Los recuentos necesarios para la elaboración de estos cálculos se han realizado con el programa Microsoft Excel.

3.10. Orientación ética filosófica y epistémica

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 es importante el reflejo directo del trabajo del autor mediante las citas y evitar los plagios.

En la presente investigación, se describe todo lo concerniente al trabajo realizado en campo como la obtención de datos mediante instrumentos y equipos verificados correspondientemente por ello los cálculos realizados de acuerdo a los datos obtenidos en campo son verídicos, se utilizó el parafraseo para poder explicar algunos conceptos y si se ha tenido que utilizar los trabajos y/o palabras de otros esto se ha referenciado y citado adecuadamente.

CAPÍTULO IV

RESULTADO Y DISCUSIÓN

4.1. Descripción del trabajo de campo

El estudio de investigación se realizó en la envasadora de GLP ubicado en la ciudad de LIMA, en la Av. Pachacutec Mz B Parque Industrial Villa el Salvador; en esta planta se encuentra ubicado el recipiente para su inspección.

El trabajo de campo comenzó con la revisión de los documentos existentes del tanque en esta oportunidad el recipiente no tenía inspecciones previas solo un dato de medición de espesor que se realizó en el año 2010 esta inspección se realizó también para poder proponer un plan de inspección del recipiente a presión en uso, lo que sí se pudo obtener y gracias a ello avanzar es la placa donde se puede constatar datos específicos a su vez importantes para la inspección.

Placa de recipiente estacionario



Nota: Placa con los datos generales del recipiente a presión y se encuentra al lado contrario del manhole.

4.1.1. Diagnóstico de la situación actual de los recipientes de GLP.

Datos del tanque estacionario tomados en campo:

En la investigación realizada, los datos básicos de diseño del tanque se extrajeron de la placa puesta por el fabricante, estos datos fueron importantes ya que nos sirvieron para los cálculos de la vida útil y tener en cuenta como base para las inspecciones realizadas. Como se pudo ver, su fabricación se realizó cumpliendo el código ASME SECCIÓN VIII Div.1.- 2007 con material de fabricación ASTM A285 C.

Datos del producto verificado

Tabla 10

Datos del recipiente inspeccionado.

01 Tanque para Almacenamiento de GLP.	
Nº de Serie	: 01-11/92
Tipo de tanque	: Cilíndrico Horizontal Estacionario
Uso	: Almacenamiento de GLP
Capacidad	: 10000 Galones
Tipo de Cabezales	: Semiesférico
Diámetro	: 2 140 mm
Longitud Total	: 12 180 mm
Espesor del Cuerpo	: 19.80 mm (3/4")
Espesor de Cabezales	: 15.87mm (5/8")
RX de soldadura lineal y circunf.	: 100%
Presión de diseño	: 250 PSI (17.60 Kg/cm ²)
Presión de trabajo	: 100 PSI (7.70 Kg/cm ²)
Presión hidrostática	: 325 PSI (22.85 Kg/cm ²)
Material del Cuerpo	: ASTM A 285 Gr. C
Material de los Cabezales	: ASTM A 285 Gr. C
Fabricante	: FAMEGUESA

Nota: Los datos que se muestran se transcribieron de la placa del recipiente y actualizado el año de inspección, estos datos se usarán como base para la inspección y calcular la vida útil del tanque estacionario. Fuente: Elaboración propia.

Para la recolección de datos de campo, se comenzó con las inspecciones al recipiente para ello seguimos los siguientes procedimientos:

PASOS DE LA INSPECCIÓN

I. Inspección interna (ITEM 5.5.2 Norma API 510 – 2014):

Para esta inspección el tanque estacionario en servicio tuvo que estar vacío sin contenido; la inspección se realizó con;

- Boroscopio Milwaukee,
- Lente de aumento,
- Cámara digital de 10 megapíxeles,
- Linterna,
- Escobilla de acero.

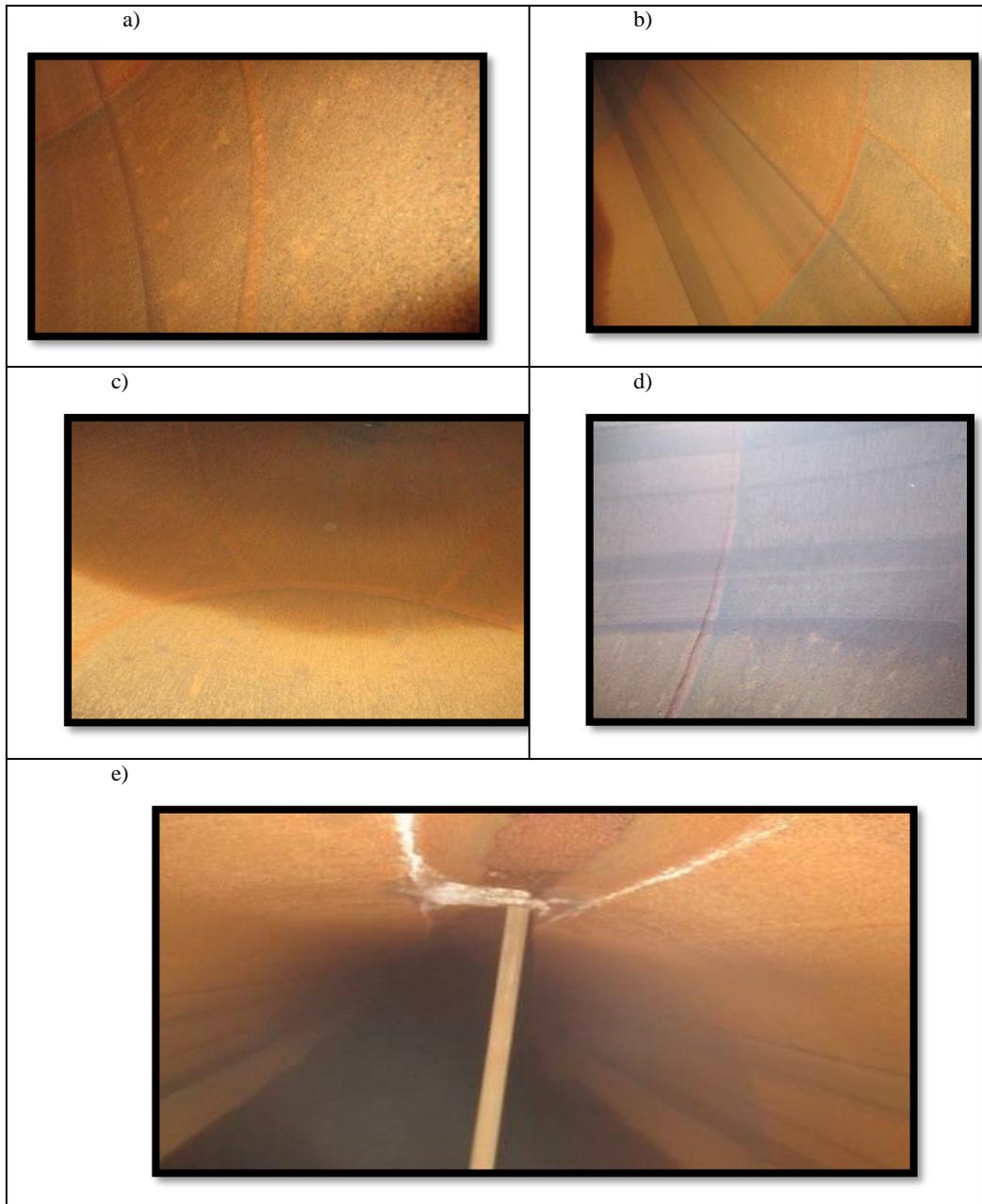
Se procedió hacer la inspección por el manhole o entrada de hombre como su mismo nombre dice es más amplio y permite el ingreso de una persona al interior del tanque.

Nuestro objetivo con esta inspección fue:

Verificar que el tanque no presente discontinuidades en la soldadura, ni pits de corrosión, tampoco que presente visiblemente daños en el material base del cuerpo y cabezales. Por lo tanto, el recipiente cumplía los requisitos indicados en la norma API 510 y API 572.

Figura 15

Fotografía de los cordones de soldadura.



Nota: Aquí se verificó la continuidad de los cordones de soldadura interna en el cuerpo y en los cabezales, la no existencia de pits de corrosión interno, abolladuras, distorsiones ni deformaciones internas, de acuerdo a la norma ASME SECC V: 2007.

II. Inspección externa (ITEM 5.5.4 Norma API 510 – 2014):

Para esta inspección del tanque estacionario en servicio, se necesitó tener criterio objetivo ya que se realizó visualmente para encontrar daños mecánicos como cavidades, abolladuras a su vez verificar la profundidad y extensión de cualquier cavidad superficial si es necesario se debe ser medido cuando la costura de la cavidad es bastante larga, para esta inspección se usa:

- Lente de aumento,
- Cámara digital de 10 Megapíxeles,
- Linterna,
- Escobilla de acero.

Nuestro objetivo con esta inspección fue:

Verificar que el tanque no presente abolladuras, ni cavidades, tampoco distorsiones y hendiduras. Además, que los accesorios del recipiente no presenten fugas, ni discontinuidades en la soldadura. Por lo tanto, el recipiente cumplía los requisitos indicados en la norma API 510 y API 572.

Figura 16

Fotografía de tanque a presión para inspección externa.



Nota: Aquí se verifico la continuidad de los cordones de soldadura, la no existencia de abolladuras, distorsiones ni deformaciones de acuerdo a la norma ASME SECC V: 2007.

III. Inspección de dispositivos de alivio de presión (ITEM Norma API 510 – 2014):

En esta inspección se verifico la funcionalidad de los dispositivos de alivio de presión satisfaciendo los requerimientos de diseño con las diversas pruebas de fuga usando a su vez equipos y materiales como:

- Detector de gases (explosímetro),
- Lupas,
- Cámara digital,
- Escobilla de acero

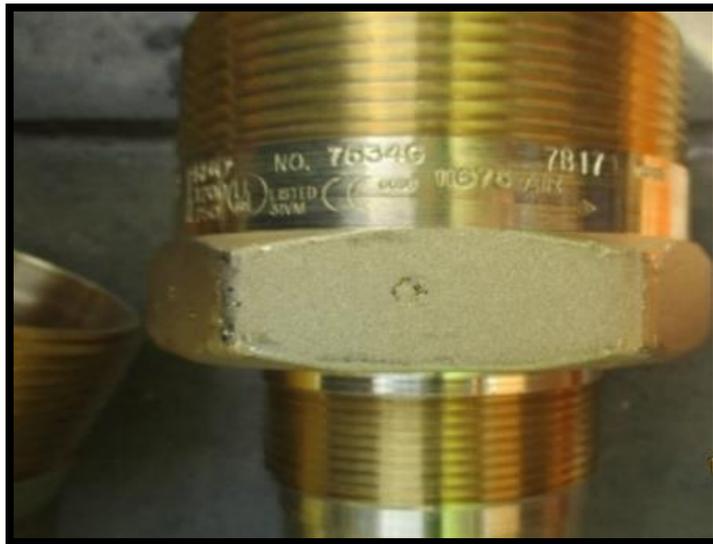
Nuestro objetivo con esta inspección fue:

Verificar que los dispositivos estuvieran en estado operativo, que no muestren signos de daños, ni corrosión y que cumplieran los requisitos de diseño. Por lo tanto, las válvulas cumplían los requisitos indicados en la norma API 510.

Aquí se verifico que no existían fugas en la válvula de alivio de presión, además que este dentro del rango de vida útil, de acuerdo a la norma ASME SECC V: 2007 es de 10 años.

Figura 17

Fotografía de válvula de alivio de presión.



Nota: las nuevas válvulas de alivio que se instalaron al recipiente estacionario.

Se cambiaron las válvulas de alivio, porque ya habían cumplido el tiempo de su vida útil.

IV. Inspección de espesores (ITEM 5.5.5 Norma API 510 – 2014):

En esta inspección medimos los espesores en varios puntos distribuidos en todo el cuerpo y cabezales del recipiente a presión estacionario para verificar los espesores actuales de los componentes del recipiente. Estos datos nos sirvieron para determinar la ratio de corrosión y la vida remanente del recipiente; para esta inspección se usó:

- 01 Medidor de Espesores por Ultrasonido sobre Pintura: Marca SIUI Modelo CTS-30C, calibrado.
- Grasa.

A continuación, se muestran datos de espesores tomados en campo en los cabezales y en el cuerpo.

Figura 18

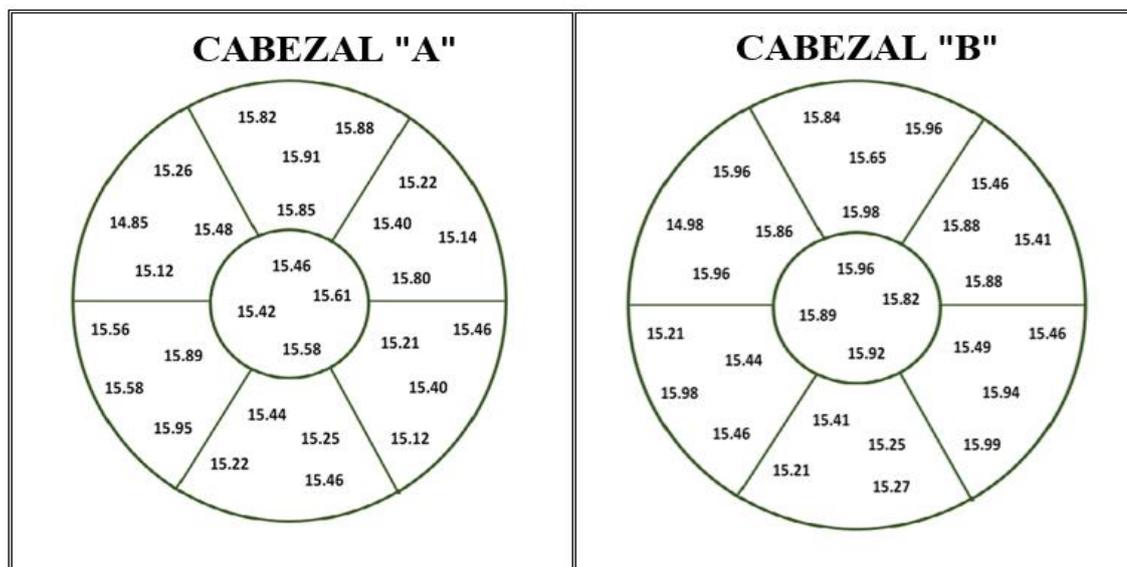
Tanque estacionario usado para la evaluación.



Nota: Recipiente evaluado.

Figura 19

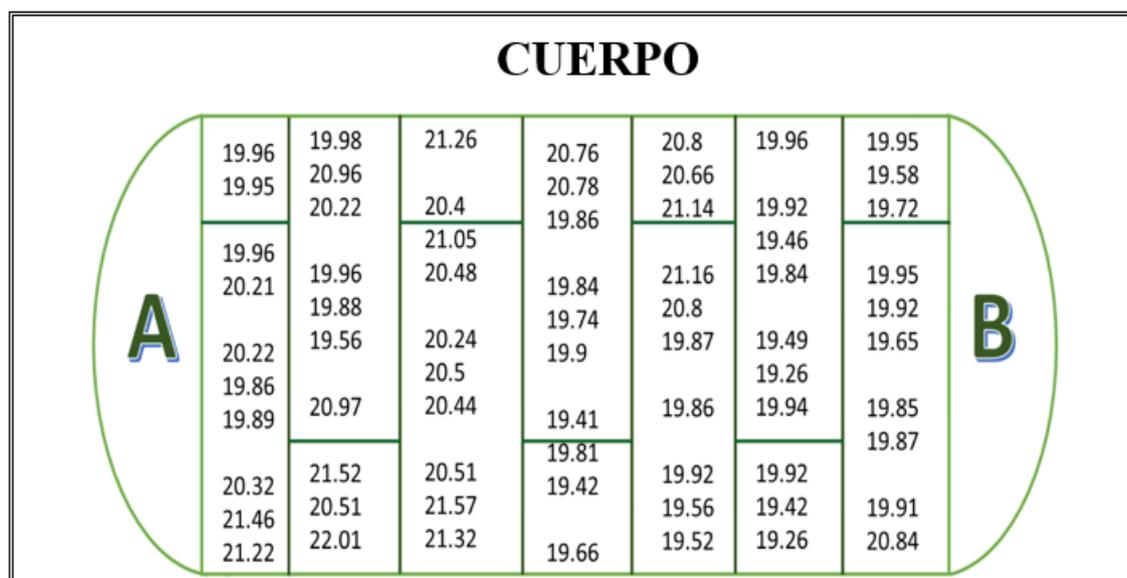
Espesores de los cabezales tomados en campo.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 20

Espesores del cuerpo tomados en campo.



Fuente: Elaboración propia.

V. Inspección hidrostática

Para esta prueba se usó un manómetro debidamente calibrado y certificado. Se trabajó con una presión de prueba de 200 PSI, usando como medio de presión al agua, que se alcanzó mediante una bomba de alta presión.

El tiempo mínimo en que se realizó la prueba fue de 60 minutos.

Aquí se verificó que el recipiente soporte la presión de trabajo, el estado de la soldadura y la inexistencia de fugas de acuerdo código ASME SECC VIII Div.1 – 2007. (UG-99).

Figura 21

Fotografía de prueba de presión hidrostática.



Nota: momento en que el tanque cumple con lo determinado por la norma para la prueba hidrostática.

VI. Inspección Neumática

Para esta prueba se usó un manómetro debidamente calibrado y certificado. Se trabajó con una presión de prueba de 110 PSI, usando como medio de presión al aire, que se alcanzó mediante una bomba de alta presión.

El tiempo mínimo en que se realizó la prueba fue de 60 minutos. Aquí se verificó que el recipiente soporte la presión de trabajo, el estado de la soldadura y la inexistencia de fugas de acuerdo código ASME SECCVIII Div.1 – 2007. (UG-100).

VII. Inspección de recubrimiento de pintura

Los proveedores de pinturas, sugieren la aplicación de la película de pintura dentro de un rango de espesor seco de película para garantizar la protección frente a la corrosión.

Existen dos principales razones por las cuales debemos controlar el espesor de película seca:

Primero, porque el rango mínimo da el espesor mínimo al cual la pintura cumple su función de protección. Segundo, el máximo previene a las pinturas de ser aplicadas a espesores muy altos lo que significa el fracaso de la misma (cuarteamientos).

En el análisis realizado, las películas se midió en mils.

$$1\text{mils} < > \text{micrones } 25 < > 2.54 * 10^{-5} \text{ m}$$

Aquí se verificó los espesores de película seca según la ASME SECC V: 2007. El medidor que se usó fue del tipo digital el cometer serie: MDO1556.

Figura 22

Fotografía medición de espesores de pintura.



Nota: medición de espesor de pintura al recipiente inspeccionado.

Tabla 11

Cálculo de espesor de película.

ELEMENTO	ESPEORES DE PELÍCULA SECA (mil)			
		MIN	MAX	PROM
CABEZAL A	9,6, 7,6, 8,9, 13,9, 12,5, 13,9, 8,6, 12,1, 9,6, 12,4, 9,8, 13,6, 13,1, 10,2, 14,5	7,6	14,5	11,07
CABEZAL B	7,6, 7,5, 8,4, 9,8, 10,4, 11,4, 10,6, 7,8, 9,4, 7,6, 8,5, 13,7, 14,3, 14,7, 14,5.	7,5	14,7	
CUERPO:				
C1	8,6, 14,2, 13,7, 7,2, 7,9.	7,2	4,2	
C2	11,4, 10,1, 9,4, 8,6, 8,4.	8,4	11,4	
C3	9,1, 10,2, 10,1, 10,2, 10,9.	9,1	10,9	
C4	7,8, 10,1, 9,5, 9,9, 9,3.	7,8	10,1	9,91
C5	12,6, 6,5, 6,2, 7,3, 12,1.	6,2	2,6	
C6	9,2, 14,3, 10,3, 9,2, 5,2.	5,2	14,3	
C7	7,9, 12,2, 13,4, 9,6, 9,2	7,9	13,4	

Nota: Esta prueba se realizó para la verificación de situación de la pintura y como cumpliendo los pasos de las inspecciones ya que este recipiente va a ser pintado nuevamente.

4.2. Presentación, análisis e interpretación de resultados

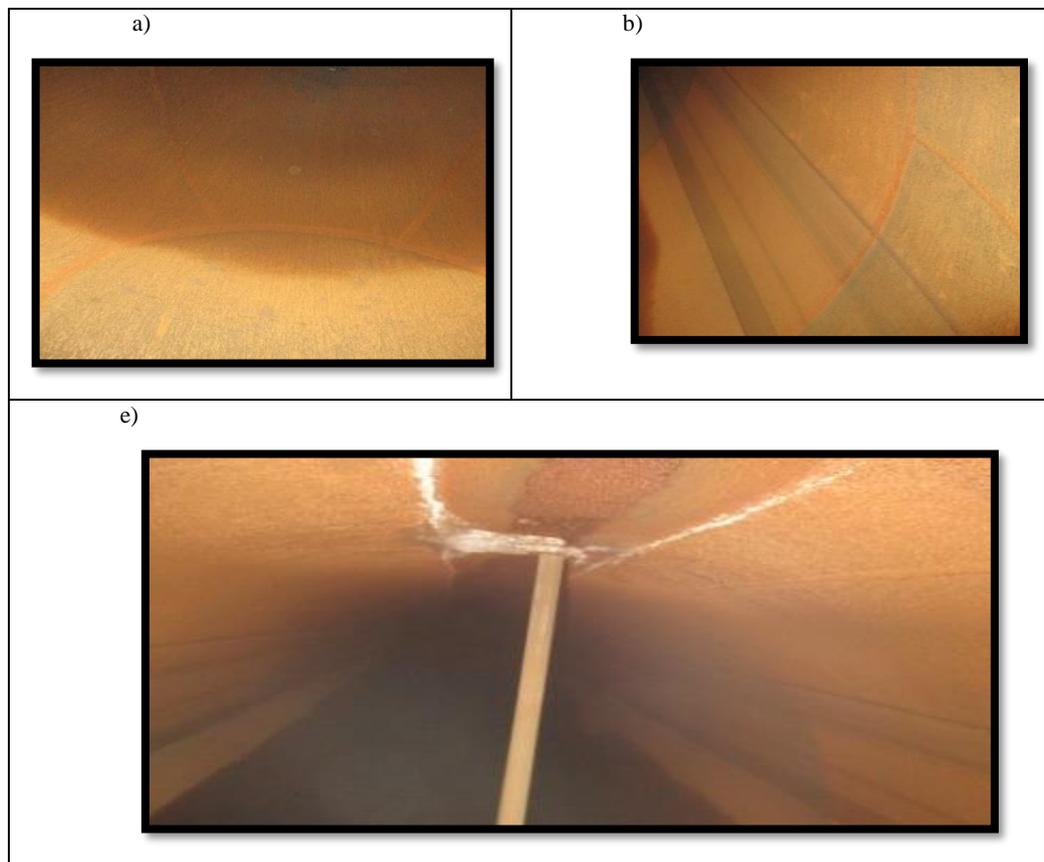
4.2.1. Tratamiento estadístico e interpretación de resultados.

Se evaluó que el tanque en servicio, cumpla con los requerimientos como se fijó en los objetivos del presente trabajo de investigación implico cumplir con las siguientes inspecciones:

I. Inspección interna (ITEM 5.5.2 Norma API 510 – 2014):

Figura 23

Resultado de la Inspección interna.



Nota: fotografías de la inspección interna al recipiente como resultados de la inspección.

Los resultados de esta prueba en el tanque indicaron:

- Los cordones de soldadura longitudinal internas del tanque no presentaron discontinuidades superficiales.
- Los cordones de soldadura internas de los cabezales no presentaron discontinuidades superficiales.
- Los cordones circunferenciales internos del tanque no presentaron discontinuidades superficiales.
- La soldadura interna de las coplas no presentaron discontinuidades superficiales.
- El cuerpo y cabezales internas del tanque no presentaron pits de corrosión, concavidades, abolladuras, ni distorsiones, ni deformaciones.

II. Inspección externa (ITEM 5.5.4 Norma API 510 – 2014):

Figura 24

Recipiente a presión inspeccionado.



Nota: la fotografía muestra estado actual del recipiente estacionario.

Los resultados de esta prueba en el tanque indicaron:

- Los cordones de soldadura longitudinal externas del tanque no presentaron discontinuidades superficiales.
- Los cordones de Soldadura externas de los cabezales no presentaron discontinuidades superficiales.
- La soldadura de las coplas no presentaron discontinuidades superficiales.
- El cuerpo y cabezales del tanque no presentaron pits de corrosión, concavidades, abolladuras, ni distorsiones, ni deformaciones.
- El cuerpo cilíndrico del tanque no presentaron deformaciones mayores de 1%.
- El número de serie de la placa, corresponde a lo declarado en la documentación del tanque.
- Los datos de la placa de fabricación del tanque coincidieron con el número de serie, capacidad y tipo de tanque inspeccionado.

III. Inspección de dispositivos de alivio de presión (ITEM

Norma API 510 – 2014):

Los resultados de esta prueba en elemento de alivio de presión indicaron:

Las válvulas de alivio de presión, coplas se encontraron en buen estado y operativas sin fugas.

IV. Inspección hidrostática

Los resultados de esta prueba en el tanque indicaron:

- El tanque no presento fuga por soldadura de accesorios.
- El tanque no presento fuga por cordones de soldadura.
- No se observó caída de presión.

V. Inspección Neumática

Los resultados de esta prueba en el tanque indicaron:

- El tanque no presento fuga por soldadura de accesorios.
- El tanque no presento fuga por cordones de soldadura.
- No se observó caída de presión.

VI. Inspección de recubrimiento de pintura

Los resultados de esta prueba en el tanque indicaron:

La película seca está dentro de los rangos recomendados.

4.3. Prueba de hipótesis.

A continuación, vamos a comprobar nuestra hipótesis general con los datos obtenidos durante la inspección.

4.3.1. Cálculo de vida útil.

A. Cálculo de vida útil del cabezal.

- Espesor de diseño del cabezal

Tabla 12

Dato para cálculo del espesor de diseño cabezal.

Cabezal semiesférico		
Diámetro interior	2140	mm
Radio interior (R)	1070	mm
Presión de diseño (P)	250	PSI
Esfuerzo Permisible (S)	15700	PSI
Eficiencia (E)	1	

Nota: Los datos fueron extraídos de la placa del recipiente estacionario, para este cálculo se tomó en cuenta el esfuerzo permisible en este caso para este tipo de material según ASTM SA 285 Gr. C es 15700PSI. Fuente. Elaboración propia.

$$\text{Espesor de cabezal} = (P * R) / (2 * S * E - 0,20 * P) \quad \text{mm}$$

$$\text{Espesor de cabezal} = \frac{250\text{PSI} * 1070\text{mm}}{(2 * 15700\text{PSI} * 1) - (0,20 * 250\text{PSI})}$$

$$\text{Espesor de cabezal} = 8,53 \quad \text{mm}$$

Tabla 13*Puntos tomados en el cabezal*

Datos del cabezal A		Datos del cabezal B	
GAJO 1	15,82	GAJO 1	15,84
	15,88		15,96
	15,91		15,65
	15,85		15,98
GAJO 2	15,22	GAJO 2	15,46
	15,4		15,88
	15,14		15,41
	15,8		15,88
GAJO 3	15,21	GAJO 3	15,49
	15,46		15,46
	15,4		15,94
	15,12		15,99
GAJO 4	15,44	GAJO 4	15,41
	15,25		15,25
	15,22		15,21
	15,46		15,27
GAJO 5	15,56	GAJO 5	15,21
	15,89		15,44
	15,58		15,98
	15,95		15,46
GAJO 6	15,26	GAJO 6	15,96
	14,85		15,98
	15,46		15,86
	15,12		15,96
CENTRO	15,46	CENTRO	15,96
	15,42		15,89
	15,61		15,82
	15,58		15,92

Nota: Los datos fueron tomados en los cabezales respectivos del recipiente a presión estacionario en servicio, de estos datos vamos a sacar los valores mínimos de toda la medida para poder calcular la vida útil de esa parte del recipiente.
Fuente. Elaboración propia.

Tabla 14*Datos para el cálculo de corrosión del cabezal.*

Cabezal		
Velocidad de corrosión		
Espesor 2010	15	mm
Espesor 2017	14,85	mm
Tiempo transcurrido	7	años

Nota: Para este cálculo se cuenta con los datos de espesor del año 2010 proporcionados por el propietario del recipiente estacionario en servicio y el espesor mínimo actualmente medido; este cálculo nos sirvió como dato principal para hallar la vida útil de la misma. Fuente. Elaboración propia.

Velocidad de corrosión (RC)

$$RC = \frac{t_{\text{inicial}} - t_{\text{actual}}}{N^{\circ} \text{ Años}}$$

$$RC = \frac{15,00 - 14,85}{7}$$

$$RC = 0,021 \text{ mm/año}$$

VIDA UTIL (VR)

$$VR = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{diseño}}}{RC}$$

$$VR = \frac{14,85 - 8,53}{0,021}$$

$$VR = 294,93 \text{ Años}$$

Tabla 15*Estimación del tiempo útil*

ESPESORES MÍNIMOS (mm)	ESPESOR DE DISEÑO (mm)	INSPECCIÓN AÑO 2010 ESPESOR(t) (mm)	INSPECCIÓN AÑO 2017 ESPESOR ACTUAL (t _{ac}) (mm)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN mm/año (*)	TIEMPO DE VIDA ÚTIL ESTIMADO (AÑOS)
CABEZALES	8,53	15,00	14,85	0,021	294,93

Nota: (t) Año 2010, espesores indicados en Registro de ultrasonido (medición de espesores) N° 024681. (t_{ac}) Año 2017, espesores indicados en Registro De Medición De Espesores y Vida Útil N° 5277.

B. Cálculo de vida útil del cuerpo.

- Espesor de diseño del cuerpo cilíndrico

Tabla 16*Datos para cálculo del espesor de diseño para cuerpo cilíndrico.*

Cuerpo cilíndrico		
Diámetro Interior	2140	mm
Radio Interior (R)	1070	mm
Presión de Diseño (P)	250	PSI
Esfuerzo Permisible (S)	15700	PSI
Eficiencia (E)	1	

Nota: Los datos fueron extraídos de la placa del recipiente estacionario, para este cálculo se tomó en cuenta el esfuerzo permisible en este caso para este tipo de material según ASTM SA 285 Gr. C es 15700PSI. Fuente. Elaboración propia.

$$\text{Espesor de cuerpo} = (P * R) / (S * E - 0.60 * P) \text{ mm}$$

$$\text{Espesor de cuerpo} = \frac{250\text{PSI} * 1070\text{mm}}{(15700\text{PSI} * 1) - (0,60 * 250\text{PSI})}$$

$$\text{Espesor de cuerpo} = 17,20 \text{ mm}$$

Cálculo de corrosión del cuerpo

Tabla 17*Puntos tomados en el cuerpo del recipiente.*

DATOS DE LOS PUNTOS DEL CUERPO										
GAJO 1	19,96	19,95	19,96	20,21	20,22	19,86	19,89	20,32	21,46	21,22
GAJO 2	19,98	20,96	20,22	19,96	19,88	19,56	20,97	21,52	20,51	22,01
GAJO 3	21,26	20,4	21,05	20,48	20,24	20,5	20,44	20,51	21,57	21,32
GAJO 4	20,76	20,78	19,86	19,84	19,74	19,9	19,41	19,81	19,42	19,66
GAJO 5	20,8	20,66	21,14	21,16	20,8	19,87	19,86	19,92	19,56	19,52
GAJO 6	19,96	19,92	19,46	19,84	19,49	19,26	19,94	19,92	19,42	19,26
GAJO 7	19,95	19,58	19,72	19,95	19,92	19,65	19,85	19,87	19,91	20,84

Nota: Los datos fueron tomados en los gajos del cuerpo del recipiente a presión estacionario en servicio, de estos datos se sacó los valores más mínimos de toda la medida para calcular la vida útil de esa parte del recipiente. Fuente. Elaboración propia.

Tabla 18*Cálculo de corrosión del cuerpo.*

Cabezal		
Velocidad de corrosión		
Espesor 2010	19,5	mm
Espesor 2017	19,26	mm
Tiempo transcurrido	7	años

Nota: Para este cálculo se contó con los datos de espesor del año 2010 proporcionados por el propietario del recipiente estacionario en servicio y el espesor mínimo actualmente medido; este cálculo nos va a servir como dato principal para hallar la vida útil de la misma. Fuente. Elaboración propia.

VELOCIDAD DE CORROSIÓN (RC)

$$RC = \frac{t_{\text{inicial}} - t_{\text{actual}}}{N^{\circ} \text{ Años}} \rightarrow \frac{19,50 - 19,26}{7} = \mathbf{0,034 \text{ mm/año}}$$

VIDA UTIL (VR)

$$VR = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{diseño}}}{RC} \rightarrow \frac{19,26 - 17,20}{0,034} = \mathbf{60,08 \text{ Años}}$$

Tabla 19
Estimación del tiempo útil

ESPEORES MÍNIMOS (mm)	ESPESOR DE DISEÑO (mm)	INSPECCIÓN AÑO 2010 ESPESOR(t) (mm)	INSPECCIÓN AÑO 2017 ESPESOR ACTUAL (t_{ac}) (mm)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN mm/año (*)	TIEMPO DE VIDA ÚTIL ESTIMADO (AÑOS)
CABEZALES	17.20	19.50	19.26	0.034	60.08

Nota: (t) Año 2010, espesores indicados en Registro de ultrasonido (medición de espesores) N° 024681. (t_{ac}) Año 2017, espesores indicados en Registro De Medición De Espesores y Vida Útil N° 5277. Fuente. Elaborado por el autor.

Se conoció el promedio de vida útil Queda comprobado que **la evaluación de integridad de Recipientes de GLP Estacionario en Servicio en base a la Norma API 510**, nos permitió conocer la vida útil del recipiente estacionario en servicio que se inspecciono.

Por lo que la hipótesis general se cumplió.

- que le queda para servicio al recipiente inspeccionado esto a través del proceso realizado por las inspecciones y los respectivos cálculos de vida útil.
- Con los resultados de las inspecciones y los respectivos cálculos realizados se puede proponer y realizar un plan de inspección para el recipiente inspeccionado.

4.4. Discusión de resultados

- La intención de conocer la vida útil de un recipiente estacionario en servicio según la norma API 510 y entre otras normas como el API 579 y el ASME; motivó el presente trabajo de investigación, el cual demostró que los resultados obtenidos por las inspecciones del procedimiento de END permitió conocer la vida útil del

recipiente inspeccionado que nos dio mayor a 50 años esto nos da la confianza de poder realizar un plan de inspección exclusivamente para el recipiente y evitar problemas a futuro.

Estos hallazgos guardan relación con el tipo de investigación realizado por Yaselis Cotes y Juan Ortiz (2010) quienes estudiaron "Evaluación de integridad al recipiente a presión (DRUM D105) con base en la norma API 510" concluyen que ya tanto el nivel I que es la inspección visual ni el nivel II que es la inspección de medición de espesores no fueron satisfechos, determinándose que el Drum D105 inspeccionado no está en condiciones de seguir operando. Del mismo modo Fredi Diaz (2017) menciona también que la evaluación los ayudó a estimar la vida remanente y definir el tiempo de operación sin necesidad de realizar un reemplazo y obteniendo como resultado una vida remanente de 5.59años en su investigación "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"

4.4.1. Cabezal A

Tabla 20

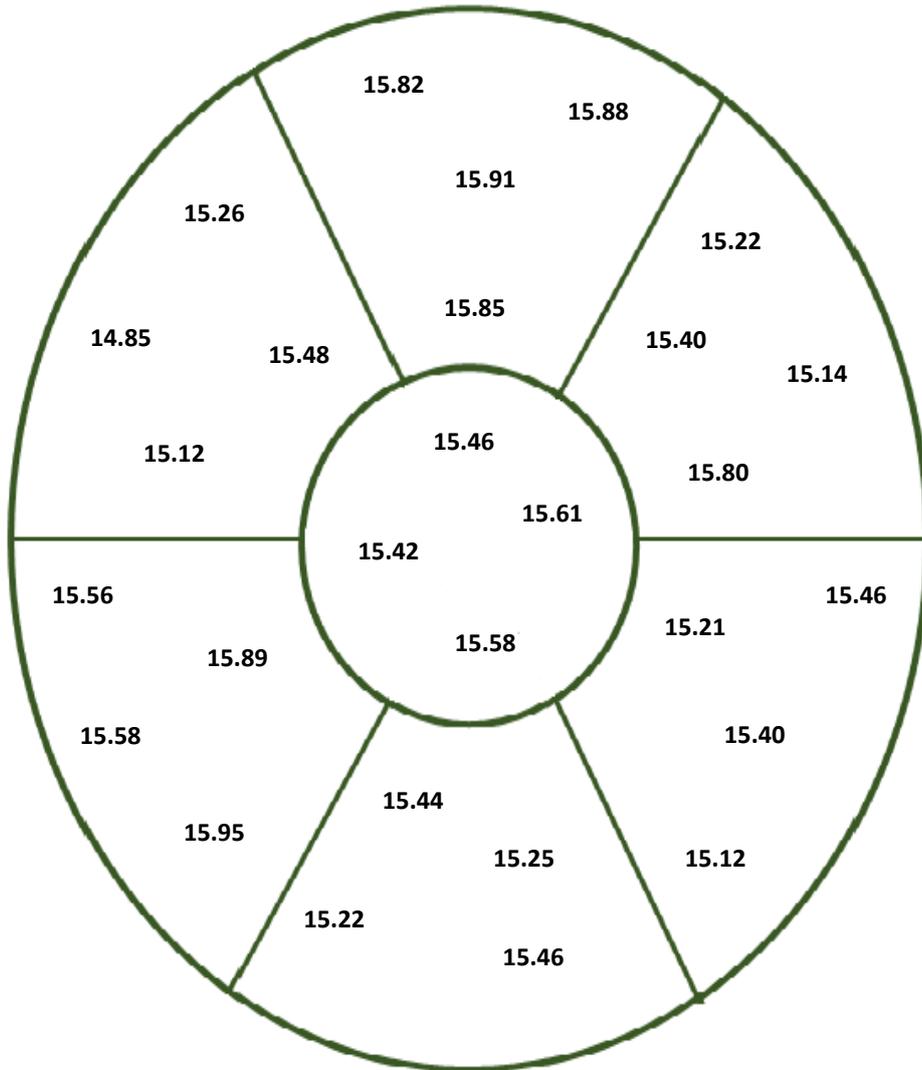
Datos del cabezal A del recipiente tomados en campo.

GAJO 1	GAJO 2	GAJO 3	GAJO 4	GAJO 5	GAJO 6	CENTRO
15,82	15,22	15,21	15,44	15,56	15,26	15,46
15,88	15,4	15,46	15,25	15,89	14,85	15,42
15,82	15,14	15,4	15,22	15,58	15,46	15,61
15,85	15,8	15,12	15,46	15,95	15,12	15,58

Nota: Fuente. Elaborado por el autor.

Figura 25

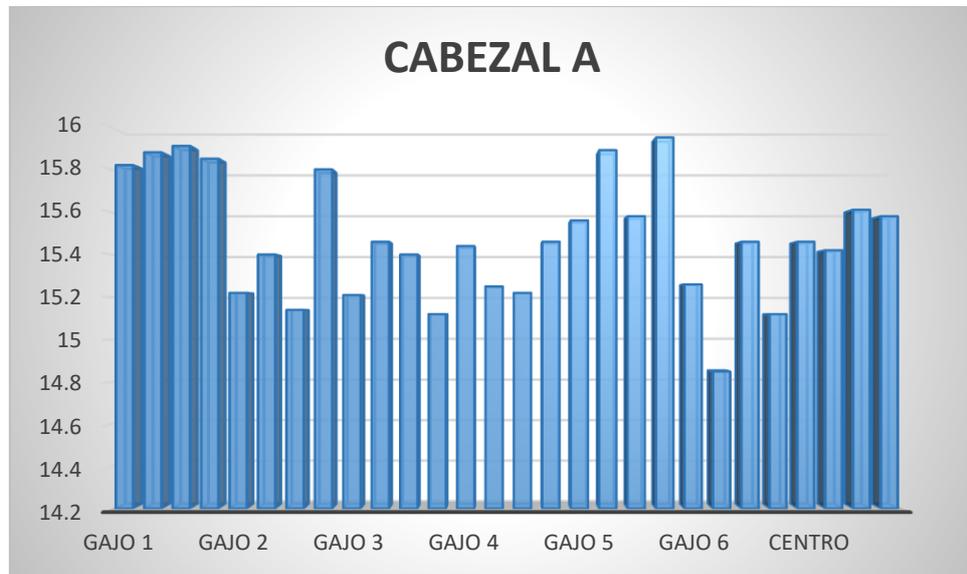
Distribución de puntos en Cabezal A.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 26

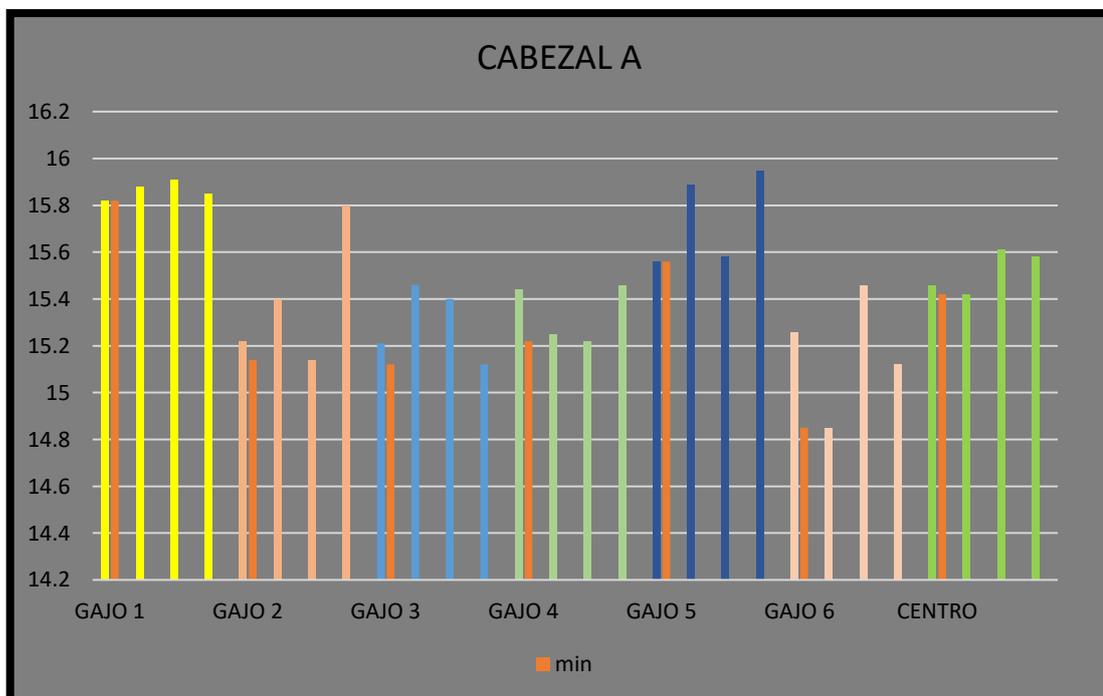
Puntos del Cabezal A.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 27

Cabezal A, punto mínimo de cada gajo.



Fuente. Elaboración propia.

Interpretación

En la tabla N°20 se presenta los puntos tomados en cada parte del recipiente del cabezal A, en la figura N°28 se tiene representado estos puntos en barras a su vez en la siguiente figura N°29 de color anaranjado los puntos mínimos de cada gajo las cuales son:

Tabla 21

Puntos mínimos de cada gajo.

GAJO 1	GAJO 2	GAJO 3	GAJO 4	GAJO 5	GAJO 6	CENTRO
15,82	15,14	15,12	15,22	15,56	14,85	15,42

Fuente. Elaboración propia.

El punto más mínimo en este cabezal fue 14,85 este se ubicó en el gajo 6 esto nos estaría indicando que hubo más desgaste en ese punto.

4.4.2. CABEZAL B

Tabla 22

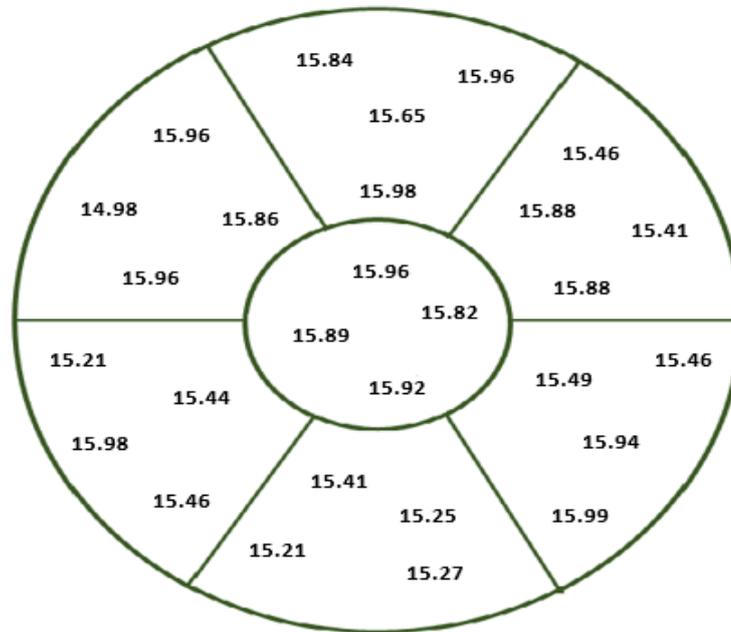
Datos del cabezal B del recipiente.

GAJO 1	GAJO 2	GAJO 3	GAJO 4	GAJO 5	GAJO 6	CENTRO
15,84	15,46	15,49	15,41	15,21	15,96	15,96
15,96	15,88	15,46	15,25	15,44	15,98	15,89
15,65	15,41	15,94	15,21	15,98	15,86	15,82
15,98	15,88	15,99	15,27	15,46	15,96	15,92

Fuente. Elaboración propia.

Figura 28

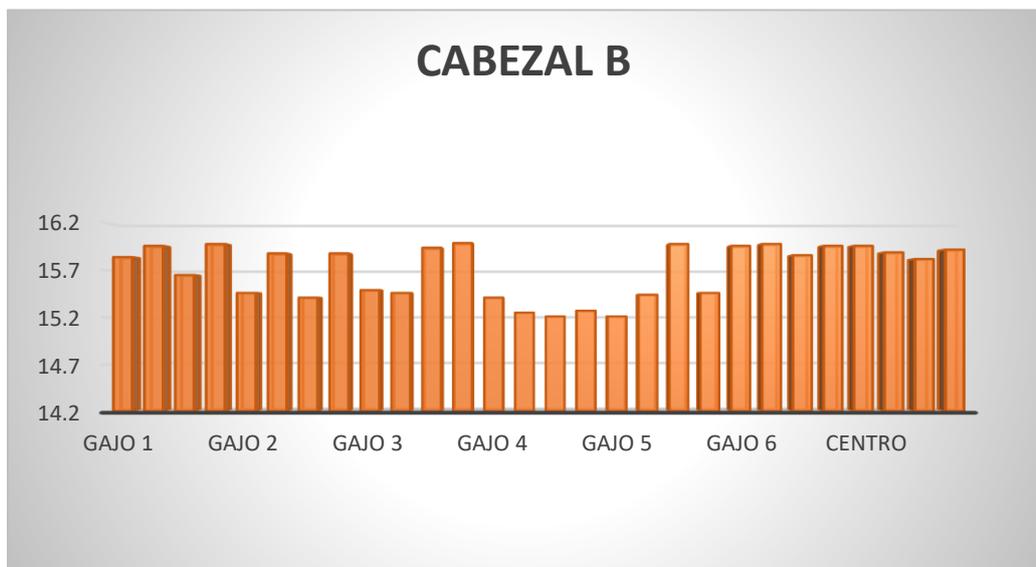
Distribución de puntos en el cabezal B del recipiente estudiado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 29

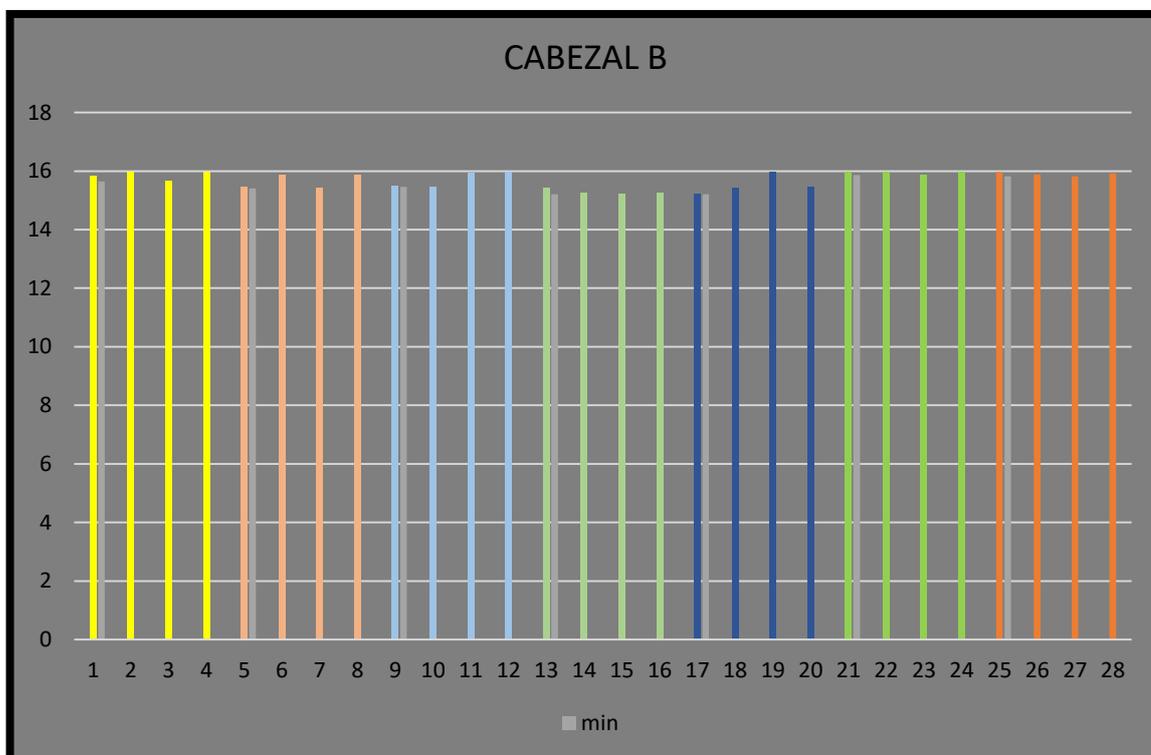
Puntos del cabezal B



Fuente. Elaboración propia.

Figura 30

Cabezal B, punto mínimo de cada gajo.



Fuente. Elaboración propia.

INTERPRETACIÓN

En la tabla N°22 se presenta los puntos tomados en cada parte del recipiente del cabezal B, en la figura N°31 se tiene representado estos puntos en barras a su vez en la siguiente figura N°32 de color plomo los puntos mínimos de cada gajo las cuales son:

Tabla 23

Puntos mínimos de cada gajo.

GAJO 1	GAJO 2	GAJO 3	GAJO 4	GAJO 5	GAJO 6	CENTRO
15.65	15.41	15.46	15.21	15.21	15.86	15.82

Fuente. Elaboración propia.

El punto más mínimo de este Cabezal es 15.21 este se encuentra en el gajo 5 la cual nos estaría indicando que hubo más desgaste en ese punto.

En conclusión, el punto más mínimo de los dos cabezales es 14.85 este dato usamos para hallar la vida útil del cabezal.

Tabla 24

Cuadro de resumen de vida útil del cabezal del recipiente.

ESPEORES MÍNIMOS (mm)	ESPEOR DE DISEÑO (mm)	INSPECCIÓN AÑO 2010 ESPEOR(t) (mm)	INSPECCIÓN AÑO 2017 ESPEOR ACTUAL (t_{ac}) (mm)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN mm/año (*)	TIEMPO DE VIDA ÚTIL ESTIMADO (AÑOS)
CABEZALES	8.53	15.00	14.85	0.021	294.93

Fuente. Elaboración propia.

Cálculo de velocidad de corrosión y vida útil de cuerpo de recipiente

Tabla 25

Datos de puntos medidos del cuerpo del recipiente.

DATOS DE LOS PUNTOS DEL CUERPO										
GAJO 1	19,96	19,95	19,96	20,21	20,22	19,86	19,89	20,32	21,46	21,22
GAJO 2	19,98	20,96	20,22	19,96	19,88	19,56	20,97	21,52	20,51	22,01
GAJO 3	21,26	20,4	21,05	20,48	20,24	20,5	20,44	20,51	21,57	21,32
GAJO 4	20,76	20,78	19,86	19,84	19,74	19,9	19,41	19,81	19,42	19,66
GAJO 5	20,8	20,66	21,14	21,16	20,8	19,87	19,86	19,92	19,56	19,52
GAJO 6	19,96	19,92	19,46	19,84	19,49	19,26	19,94	19,92	19,42	19,26
GAJO 7	19,95	19,58	19,72	19,95	19,92	19,65	19,85	19,87	19,91	20,84

Fuente. Elaboración propia.

Figura 31

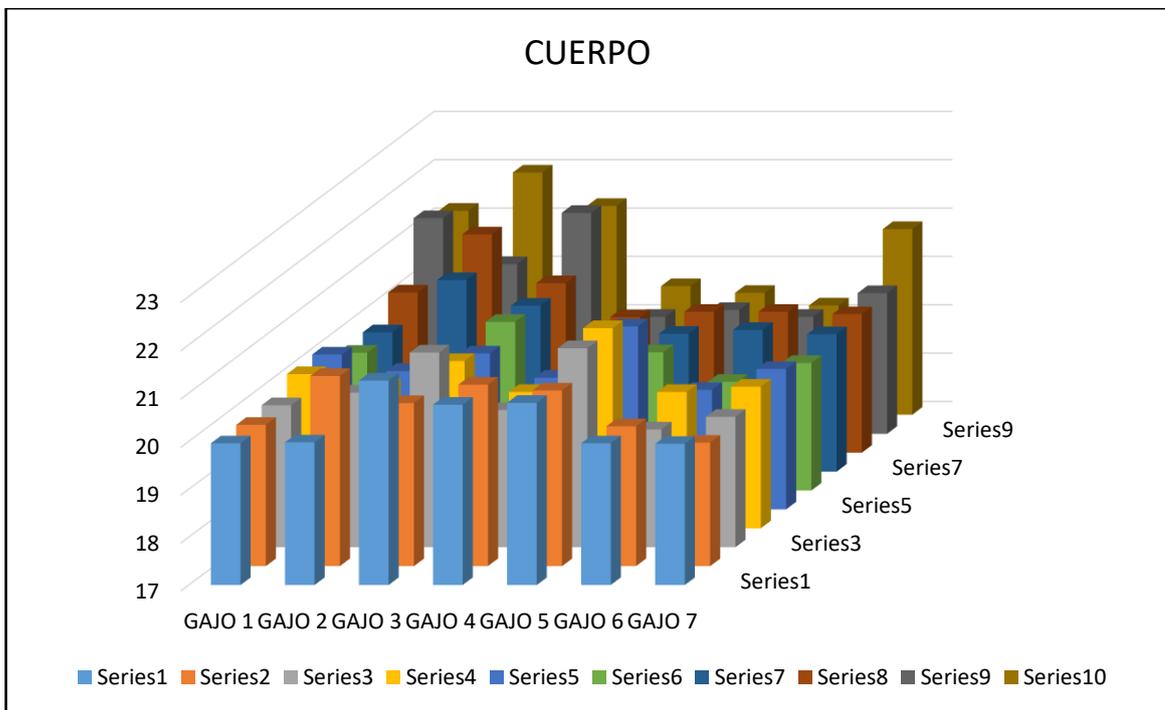
Puntos distribuidos en el cuerpo del recipiente.

A	19.96	19.98	21.26	20.76	20.8	19.96	19.95	B
	19.95	20.96		20.78	20.66		19.58	
		20.22	20.4	19.86	21.14	19.92	19.72	
	19.96		21.05			19.46		
	20.21	19.96	20.48	19.84	21.16	19.84	19.95	
		19.88		19.74	20.8		19.92	
	20.22	19.56	20.24	19.9	19.87	19.49	19.65	
	19.86		20.5			19.26		
	19.89	20.97	20.44	19.41	19.86	19.94	19.85	
				19.81			19.87	
	20.32	20.51	19.42	19.92	19.92			
	21.46	21.57		19.56	19.42	19.91		
	21.22	21.32	19.66	19.52	19.26	20.84		

Fuente. Elaboración propia.

Figura 32

Distribución en barras de los puntos medidos del cuerpo.



Fuente. Elaboración propia.

INTERPRETACIÓN.

En la tabla N° 25 se presentan los distintos puntos medidos en cada gajo del cuerpo del recipiente la figura N°33 muestra la distribución de cada uno de estos puntos en el cuerpo del recipiente, para luego presentar en la figura N°34 distribución de barras mostrando la desigualdad de cada punto medido.

En conclusión, el mínimo obtenido en el cuerpo es 19.26 con este dato se halló la vida útil del cuerpo del recipiente.

Tabla 26

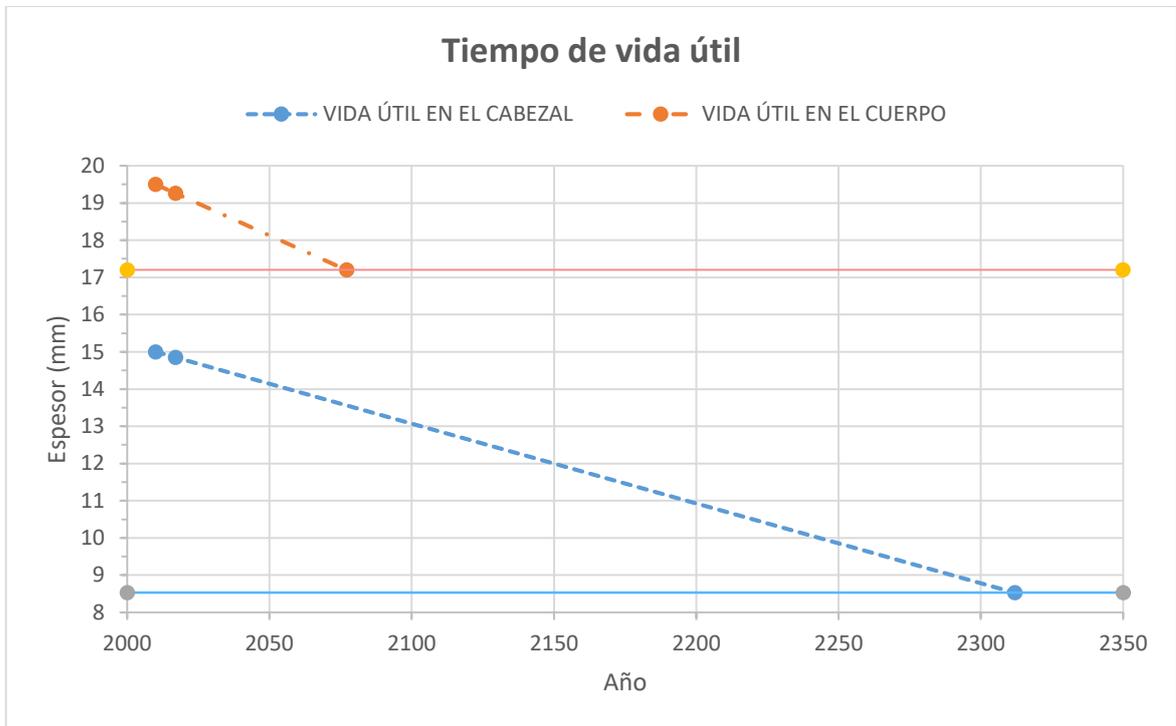
Cuadro de resumen de vida útil del cuerpo del recipiente.

ESPEORES MINIMOS (mm)	ESPEOR DE DISEÑO (mm)	INSPECCION AÑO 2010 ESPEOR(t) (mm)	INSPECCION AÑO 2017 ESPEOR ACTUAL (t_{ac}) (mm)	VELOCIDAD DE CORROSION mm/año (*)	TIEMPO DE VIDA UTIL ESTIMADO (AÑOS)
CUERPO	17,20	19,50	19,26	0,034	60,08

Fuente. Elaboración propia.

Figura 33

Cálculo de la vida útil del tanque método gráfico.



Fuente. Elaboración propia.

En conclusión el procedimiento seguido en las inspecciones por END en base a la Norma API 510 nos permitió conocer la vida útil del recipiente inspeccionado y por ende realizar el plan de inspección respectivo para el recipiente y así evitar problemas fuertes y graves en el futuro como también evitar pérdidas económicas innecesarias.

PLAN DE INSPECCIÓN

Se propone el siguiente plan de inspección según los resultados obtenidos en la vida útil del recipiente inspeccionado.

En concordancia a la Tabla N° 15: se propone el siguiente plan

PLAN DE INSPECCIÓN VISUAL EXTERNA				
1. DATOS GENERALES				
PRODUCTO ENSAYADO	: Tanque estacionario para almacenamiento de GLP de capacidad 10,000 gls.			
N° SERIE	: 01-11/92			
MATERIAL	:Cuerpo: ASTM A 285 Gr. C Y Cabezal: ASTM A 285 Gr. C			
IMÁGENES				
				
Próxima Inspección externa:				
1er Inspección	2da Inspección	3ra Inspección	4ta Inspección	
EFFECTUADO POR:				

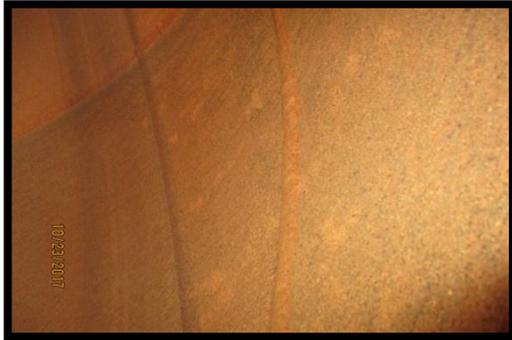
Fuente. Elaborado por el autor.

PLAN DE INSPECCIÓN VISUAL INTERNA

1. DATOS GENERALES

PRODUCTO ENSAYADO	: Tanque estacionario para almacenamiento de GLP de capacidad 10,000 gls.
N° SERIE	: 01-11/92
MATERIAL	:Cuerpo: ASTM A 285 Gr. C Y Cabezal: ASTM A 285 Gr. C

IMÁGENES



Próxima Inspección externa:

1er Inspección	2da Inspección	3ra Inspección	4ta Inspección	
EFFECTUADO POR:				

Fuente. Elaborado por el autor.

**PLAN DE REGISTRO DE INSPECCIÓN DEL SISTEMA Y
ACCESORIOS**

1. DATOS GENERALES

PRODUCTO ENSAYADO	: Tanque estacionario para almacenamiento de GLP de capacidad 10,000 gls.
N° SERIE	: 01-11/92
MATERIAL	:Cuerpo: ASTM A 285 Gr. C Y Cabezal: ASTM A 285 Gr. C

IMÁGENES



Próxima Inspección:

1er Inspección	2da Inspección	3ra Inspección	4ta Inspección	
EFFECTUADO POR:				

Fuente. Elaborado por el autor.

PLAN DE MEDICION DE ESPESORES

1. DATOS GENERALES

PRODUCTO ENSAYADO	: Tanque estacionario para almacenamiento de GLP de capacidad 10,000 gls.
N° SERIE	: 01-11/92
MATERIAL	:Cuerpo: ASTM A 285 Gr. C Y Cabezal: ASTM A 285 Gr. C

IMÁGENES



Próxima Inspección:

1er Inspección	2da Inspección	3ra Inspección	4ta Inspección	
EFFECTUADO POR:				

Fuente. Elaborado por el autor.

PLAN DE INSPECCION DE PINTURA

1. DATOS GENERALES

PRODUCTO ENSAYADO	: Tanque estacionario para almacenamiento de GLP de capacidad 10,000 gls.
N° SERIE	: 01-11/92
MATERIAL	:Cuerpo: ASTM A 285 Gr. C Y Cabezal: ASTM A 285 Gr. C

IMÁGENES



Próxima Inspección:

1er Inspección	2da Inspección	3ra Inspección	4ta Inspección	
EFFECTUADO POR:				

Fuente. Elaborado por el autor.

PLAN DE PRUEBA HIDROSTATICA

1. DATOS GENERALES

PRODUCTO ENSAYADO	: Tanque estacionario para almacenamiento de GLP de capacidad 10,000 gls.
N° SERIE	: 01-11/92
MATERIAL	:Cuerpo: ASTM A 285 Gr. C Y Cabezal: ASTM A 285 Gr. C

IMÁGENES



Próxima Inspección:

1er Inspección	2da Inspección	3ra Inspección	4ta Inspección	
EFFECTUADO POR:				

Fuente. Elaborado por el autor.

CONCLUSIONES

- La evaluación de integridad realizada al recipiente estacionario en base a la norma API 510 nos ayudó a obtener la vida útil del recipiente y se llegó a la conclusión de que los cordones tanto internas como externas de soldadura del tanque no presentan discontinuidades superficiales; el cuerpo y cabezales internos del tanque no presentan pits de corrosión, concavidades, abolladuras, ni distorsiones, ni deformaciones. Los datos de la placa de fabricación que presenta el tanque coinciden con el número de serie, capacidad y tipo de tanque inspeccionado. Se cambiaron las válvulas de alivio, ya que se habían cumplido el tiempo de su vida útil según la norma ASME SECC V: 2007 es de 10 años. Según los resultados del cálculo de la vida útil del recipiente es mayor a 50 años.
- Con la evaluación realizada, la aplicación adecuada de las pruebas no destructivas y a su vez la verificación del estado del recipiente permitió obtener su diagnóstico de operatividad.
- 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.

RECOMENDACIONES

- El historial de inspecciones de un recipiente es necesario ya que gracias a ello se puede realizar inspecciones en el futuro con un respaldo de datos certificados.
- Es importante realizar un diagnóstico de operatividad a un recipiente ya que gracias a ello puedes evitar diversos problemas como fallas del recipiente o sus componentes que produce paradas de planta sin planificar o peor aún pérdidas humanas como resultado de un accidente que se pudo prevenir.
- Es recomendable tener una planificación de inspección del recipiente con fechas para que se pueda controlar los posibles riesgos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- American Petroleum Institute (API). (2014). Código de inspección de recipientes a presión: Inspección en servicio, clasificación, reparaciones y alteraciones API 510. *Décima*. Washington DC.
- American Society of Mechanical Engineers (ASME). (2013). *Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII: Rules for Construction of Pressure Vessels; Division I*. New York. USA.
- API 579-1/ASME FFS-1. (2016). *American Petroleum Institute, Fitness-For-Service*. Catalog REGO . (2009).
- DECRETO SUPREMO N° 05293EM. (1993). *Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos*.
- Estrada., J. M. (2001). *Diseño Y Cálculo De Recipientes Sujetos A Presión*.
- FERMET. (2009). Plancha laminada en caliente calidad caldero ASTM - A 285 Grado C. Lima. Obtenido de <https://www.fermetsac.com/wp-content/uploads/2016/08/PLANCHAS-TIPO-CALDERO.pdf>
- Goodman, R. (2012). API Standards and the Standards. *Energy API*.
- Hernandez Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2015). *Metodología de la investigación* (5ta. ed.). McGraw Hill.
- National Fire Protection Association. (2017). *NFPA 704, Standard System for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response*. USA.
- National Fire Protection Association: NFPA 58 . (Edición-2004). *Código del Gas Licuado de Petróleo*. .

Palella, S. (2006). *Metodología de la Investigación Cuantitativa*. Caracas, Fondo Editorial de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador.

Roberto, H. S. (2014). *Metodologia de la Investigacion*. México D.F.: McGRAW-HILL.

Selltiz, C. (1980). *Métodos de investigación en las relaciones sociales*. Madrid.

BIBLIOGRAFÍA

Ing. Carlos ” Manual de Recipientes a Presión Diseño y Cálculo”. Edición 2010

American Petroleum Institute (API). (2014). Código de inspección de recipientes a presión: Inspección en servicio, clasificación, reparaciones y alteraciones API 510. *Décima*. Washington DC.

Ing. Juan Moran “Decretos de Osinergmin para el uso del Gas Licuado de Petróleo”, 2011

American Society of Mechanical Engineers (ASME). (2013). *Boiler and Pressure Vessel Code, Section II: Materials. Part A: Ferrous Material Specifications (Beginning to SA-450)*. New York. USA.

API 579-1/ASME FFS-1. (2016). *American Petroleum Institute, Fitness-For-Service*. Catalog REGO . (2009).

Estrada., J. M. (2001). *Diseño Y Cálculo De Recipientes Sujetos A Presión*.

Hernandez Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2015). *Metodología de la investigación* (5ta. ed.). McGraw Hill.

National Fire Protection Association. (2017). *NFPA 704, Standard System for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response*. USA.

Palella, S. (2006). *Metodología de la Investigación Cuantitativa*. Caracas, Fondo Editorial de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador.

ANEXOS

INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

INSPECCIÓN VISUAL EXTERNA

	REGISTRO DE INSPECCION VISUAL EXTERNA
---	--

W/O: 991

REGISTRO N° 5276

1. DATOS GENERALES	
CLIENTE	: FABRICACIONES ALCANTARA E.I.R.L.
USUARIO	: ENVASADORA ANDINA DE GAS COMPANY S.A.
LUGAR DE INSP.	: Av. Pachacutec Mz. B lote 01-02 parque Industrial Villa el Salvador.
PRODUCTO ENSAYADO	: Tanque estacionario para almacenamiento de GLP de capacidad 10,000 gls.
N° SERIE	: 01-11/92
MATERIAL	:Cuerpo: ASTM A 285 Gr. C Y Cabezal: ASTM A 285 Gr. C
2. ESPECIFICACIONES	
REQUISITO DE ENSAYO: - API 510-2014	METODO DE ENSAYO: - ASME SECC V: 2007
3. EQUIPOS UTILIZADOS	
DESCRIPCIÓN :	
Galgas, Flexómetro, Lente de aumento, Cámara digital de 8Megapixeles-CANON, Escobilla de Acero.	
4. RESULTADOS	
<ul style="list-style-type: none">• Los cordones de Soldadura longitudinal externas del tanque no presentan discontinuidades superficiales.• Los cordones de Soldadura externas de los cabezales no presentan discontinuidades superficiales.• La soldadura de las coplas no presenta discontinuidades superficiales.• El cuerpo y cabezales del tanque no presentan pits de corrosión, concavidades, abolladuras, ni distorsiones, ni deformaciones.• El cuerpo cilíndrico del tanque no presenta deformaciones mayores de 1%.<ul style="list-style-type: none">- El número de serie de la placa, corresponde a lo declarado en la documentación del tanque.- Los datos de la placa de fabricación del tanque coinciden con el número de serie, capacidad y tipo de tanque Inspeccionado.	
5. IMAGENES	
	
6. CONCLUSIONES	
En general las soldaduras externas del tanque no presentan discontinuidades que ameriten rechazo. Las planchas del cuerpo y cabezales no presentan deformaciones, signos de daños que rechaza su operatividad. Los datos inspeccionados coinciden con los de la placa de fabricación.	

REV. 09/13

FORMATO: FI-027B

INSPECCIÓN VISUAL INTERNA



REGISTRO DE INSPECCION VISUAL INTERNA

W/O: 991

REGISTRO N° 5275

1. DATOS GENERALES	
CLIENTE	: FABRICACIONES ALCANTARA E.I.R.L.
USUARIO	: ENVASADORA ANDINA DE GAS COMPANY S.A.
LUGAR DE INSPECCION	: Av. Pachacutec Mz. B lote 01-02 parque Industrial Villa el Salvador.
PRODUCTO ENSAYADO	: Tanque estacionario para almacenamiento de GLP de capacidad 10,000 gls.
N° SERIE	: 01-11/92
MATERIAL	: Cuerpo: ASTM A 285 Gr. C Y Cabezal: ASTM A 285 Gr. C
2. ESPECIFICACIONES	
REQUISITO DE ENSAYO: • API 510-2014	METODO DE ENSAYO: ASME SECC V: 2007
3. EQUIPOS UTILIZADOS	
DESCRIPCIÓN : Boroscopio Milwaukee, Galgas, Flexómetro, Lente de aumento, Cámara digital de 10 Megapíxeles, Linterna, Escobilla de Acero.	
4. RESULTADOS	
<ul style="list-style-type: none">• Los cordones de Soldadura longitudinal internas del tanque no presentan discontinuidades superficiales.• Los cordones de Soldadura internas de los cabezales no presentan discontinuidades superficiales.• Los cordones circunferenciales internos del tanque no presenta discontinuidades superficiales.• La soldadura interna de las coplas no presenta discontinuidades superficiales.• El cuerpo y cabezales internas del tanque no presentan pits de corrosión, concavidades, abolladuras, ni distorsiones, ni deformaciones.	
	
5. CONCLUSIONES	
En general las soldaduras internas no presentan discontinuidades que ameriten rechazo. Las planchas internamente del cuerpo y cabezales no presentan deformaciones, abolladuras, pits de corrosión, ni signos de daños que puedan rechazar su operatividad.	

REV. 09/13

FORMATO: FI-027C

MEDICIÓN DE ESPESORES

	REGISTRO MEDICION DE ESPESORES Y VIDA UTIL
---	---

W/O: 991

REGISTRO N° 5277

1. DATOS GENERALES		
CLIENTE	: FABRICACIONES ALCANTARA E.I.R.L.	
USUARIO	: ENVASADORA ANDINA DE GAS COMPANY S.A.	
PRODUCTO ENSAYADO	: Tanque estacionario para almacenamiento de GLP de capacidad 10,000 gls.	
N° SERIE	: 01-11/92	
LUGAR DE INSP.	: Av. Pachacutec Mz. B lote 01-02 parque Industrial Villa el Salvador.	
MATERIAL	: Cuerpo: ASTM A 285 Gr. C Y Cabezal: ASTM A 285 Gr. C	
2. REQUISITO DE ENSAYO		
<ul style="list-style-type: none">• API 510-2014		
3. METODO DE ENSAYO		
<ul style="list-style-type: none">• CODIGO ASME SECC V-2007 (ASME SE 797.2 Standard practice for measuring thickness by manual pulse – echo contact method)		
4. EQUIPO UTILIZADO		
<ul style="list-style-type: none">- 01 Medidor de Espesores por Ultrasonido sobre Pintura: Marca SIUI Modelo CTS-30C, calibrado.		
5. RESULTADO		
PIEZA CALIBRADA	ESPESOR MINIMO / SECCION (mm)	OBSV.
CABEZAL A	14.85	-----
CUERPO 1	19.88	-----
CUERPO 2	19.58	-----
CUERPO 3	20.24	-----
CUERPO 4	19.41	-----
CUERPO 5	19.52	-----
CUERPO 6	19.26	-----
CUERPO 7	19.58	-----
CABEZAL B	15.21	-----
6. OBSERVACIONES		
<ul style="list-style-type: none">• Espesor mínimo de cabezal: 14.85 mm• Espesor mínimo de cuerpo: 19.26 mm• Se adjunta gráfico con los espesores medidos en campo.		
7. CONCLUSIONES		
<ul style="list-style-type: none">• .Cumple con los requisitos requeridos.		

PANEL FOTOGRÁFICO DE CAMPO



Nota: muestra las diversas inspecciones realizadas en campo.



UNIVERSIDAD NACIONAL DANIEL ALCIDES CARRIÓN

Procedimiento de validez y confiabilidad

HOJA DE EVALUACIÓN DE INSTRUMENTO

I. DATOS GENERALES

Apellidos y Nombres del Informante: Espinoza Ccente, Héctor

Cargo o Institución donde labora: Jefe Laboratorio N° 2 de Mecánica de Suelos-
Universidad Nacional de Ingeniería.

Nombre del Instrumento de Evaluación:

- Equipos de inspección.
- Fichas de registro de información.

Autor del instrumento: Medali Yesica GOMEZ LEON.

Título: "Evaluación de integridad de recipientes de GLP estacionario en servicio en base a la norma API 510, para conocer su vida útil – Lima 2018"

II. ASPECTOS DE VALIDACIÓN:

INDICADORES	CRITERIOS	Deficiente	Regular	Bueno	Muy bueno	Excelente
		0 - 20	21 - 40	41 - 60	61 - 80	81 - 100
1. TITULO	Hace referencia al problema mencionado en las variables					X
2. CLARIDAD	Está formulado con lenguaje apropiado					X
3. OBJETIVIDAD	Está expresado en conductas observables					X
4. ACTUALIDAD	Está acorde a los cambios en la Administración Moderna				X	
5. ORGANIZACIÓN	Existe una organización Lógica					X
6. SUFICIENCIA	Comprende los aspectos en cantidad y calidad				X	
7. INTENCIONALIDAD	Adecuado para valorar los aspectos de la gestión educativa				X	
8. CONSISTENCIA	Basados en aspectos teóricos científicos.					X
9. COHERENCIA	Entre los indicadores y las dimensiones					X
10. METODOLOGIA	La estrategia responde al propósito del diagnóstico					X

III. OPINIÓN DE APLICABILIDAD: Instrumento adecuado para realizar la inspección.

IV. PROMEDIO DE VALORACIÓN: 94%

LIMA 11-08-2022	09960192	 ING. HECTOR ESPINOZA CCENTE JEFE (a) LABORATORIO N° 02 MECANICA DE SUELOS Y PAVIMENTOS. UNI - FIC	951056495
Lugar y fecha	DNI Numero	Firma del experto	Teléfono N°

MATRIZ DE CONSISTENCIA

MATRIZ DE CONSISTENCIA				
TITULO				
“Evaluación de Integridad de Recipientes de GLP Estacionario en Servicio en Base a la Norma API 510, para Conocer su Vida Útil – Lima 2018”				
PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGÍA
GENERAL	GENERAL	GENERAL	VARIABLE (V1)	MÉTODO
¿Cómo la evaluación de integridad de recipientes de GLP estacionario en servicio en base a la norma API 510, ayudará a conocer su vida útil?	Evaluar la integridad de recipientes de GLP estacionario en servicio mediante la norma API 510 a fin de lograr conocer su vida útil.	Evalutando la integridad de los recipientes de GLP estacionario en servicio según la norma API 510 se logrará conocer la vida útil.	Evaluación de Integridad del recipiente de GLP estacionario en servicio.	La investigación desarrollada se ha enmarcado en el método de investigación Aplicada , ya que los recipientes estacionarios de GLP, son elementos elaborados por planchas de acero con soldadura lo cual requiere de una inspección por ensayos no destructivos.
ESPECÍFICOS	ESPECÍFICOS	ESPECÍFICOS	VARIABLE (V2)	
<ol style="list-style-type: none"> 1. ¿En qué medida la evaluación aplicando procedimientos y técnicas de inspección de ensayos no destructivos al recipiente de GLP estacionario permitirá obtener su diagnóstico actual? 2. ¿De qué forma elaborar un plan de inspección podrá permitir determinar el periodo de inspección del recipiente? 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar la evaluación aplicando procedimientos y técnicas de inspección de ensayos no destructivos al recipiente de GLP estacionario para obtener su diagnóstico actual. 2. Elaborar un plan de inspección que nos permita determinar el periodo de inspección del recipiente. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si se realiza la evaluación aplicando procedimientos y técnicas de inspección de ensayos no destructivos al recipiente de GLP estacionario se logrará obtener su diagnóstico actual. 2. Si se elabora un plan de inspección se determinará el periodo de inspección del recipiente de GLP. 	Plan de mantenimiento preventivo según su vida útil.	