

	<b>UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER OCAÑA</b>			
	Documento <b>FORMATO HOJA DE RESUMEN PARA TRABAJO DE GRADO</b>	Código <b>F-AC-DBL-007</b>	Fecha <b>08-07-2021</b>	Revisión <b>B</b>
	Dependencia <b>DIVISIÓN DE BIBLIOTECA</b>	Aprobado <b>SUBDIRECTOR ACADEMICO</b>		Página <b>i(113)</b>

<b>AUTORES</b>	Samir Alejandro Urbano Andrade
<b>FACULTAD</b>	Ingenierías
<b>PLAN DE ESTUDIOS</b>	Especialización en Gestión de Mantenimiento Industrial
<b>DIRECTOR</b>	Arévalo Toscano Jhon
<b>TÍTULO DE LA TESIS</b>	Evaluación de integridad mecánica a un separador trifásico mediante algunas técnicas de ensayos no destructivos
<b>TITULO EN INGLES</b>	Evaluation of the mechanical integrity of a three-phase separator by means of some non-destructive testing techniques

### RESUMEN

El presente trabajo de grado se enfoca al mantenimiento predictivo lo cual permite determinar posibles hallazgos relevantes para prevenir fallas operacionales, tiene como objetivo determinar el estado real del equipo, con el propósito de evaluar fallos imprevistos de manera que permita aumentar la disponibilidad y confiabilidad. Para ello es importante conocer los procedimientos correctos y planes de inspección en campo con base a las normas para su aplicación.

### RESUMEN EN INGLES

This degree work focuses on predictive maintenance, which allows to determine possible relevant findings to prevent operational failures, aims to determine the actual state of the equipment, in order to evaluate improper failures so as to increase availability and reliability. For this it is important to know the correct procedures and field inspection plans based on the standards for its application.

<b>PALABRAS CLAVES</b>	Mantenimiento, Integridad mecánica, Confiabilidad, Ensayo no destructivo.
<b>PALABRAS CLAVES EN INGLES</b>	Maintenance, Mechanical integrity, Reliability, Non-destructive testing.

### CARACTERÍSTICAS

PÁGINAS: 113	PLANOS: 0	ILUSTRACIONES: 19	CD-ROM: 1
--------------	-----------	-------------------	-----------



**Evaluación de integridad mecánica a un separador trifásico mediante algunas técnicas de ensayos no destructivos.**

**Samir Alejandro Urbano Andrade.**

**División de Posgrado y Educación Continuada, Universidad Francisco de Paula Santander  
Ocaña.**

**Especialización en Gestión de Mantenimiento Industrial.**

**Esp. John Arévalo Toscano.**

**09 Mayo del 2022**

## Índice

Capítulo 1: Evaluación de integridad mecánica a un separador trifásico mediante algunas técnicas de ensayos no destructivos.....	9
1.1 Planteamiento del problema.....	9
1.2 Formulación del problema .....	10
1.3 Objetivos .....	11
1.3.1 Objetivo General.....	11
1.3.2 Objetivos Específicos.....	11
1.4 Justificación .....	11
1.4.1 Razón de ser del proyecto .....	12
1.4.2 Perspectiva.....	12
1.5 Delimitaciones .....	13
1.5.1 Geográfica.....	13
1.5.2 Temporal .....	13
1.5.3 Conceptual .....	13
1.5.4 Operativa.....	14
Capítulo 2: Marco referencial .....	16
2.1 Antecedentes.....	16
2.1.1 Antecedentes internacionales.....	16
2.1.2 Antecedentes nacionales.....	18

	3
2.2 Marco teórico.....	19
2.2.1 Mantenimiento.....	19
2.2.2 Tipos de mantenimiento.....	20
2.2.3 Confiabilidad de los activos.....	21
2.2.4 Separador de gas.....	21
2.2.5 Tipos de separadores de gas.....	23
2.2.6 Líneas de producción hidrocarburos.....	28
2.3 Marco conceptual.....	31
2.4 Marco contextual .....	32
2.5 Marco legal .....	33
Capítulo 3: Diseño metodológico .....	34
3.1 Enfoque y tipo de investigación.....	34
3.2 Población y muestra.....	34
3.2.1 Población.....	34
3.2.2 Muestra .....	34
3.3 Técnicas para la recolección de información.....	34
3.4 Análisis de información .....	35
3.5 Administración del proyecto.....	35
3.5.1 Recursos humanos .....	35
3.5.2 Recursos materiales .....	35

3.5.3 Recursos institucionales.....	35
Capítulo 4: Análisis y resultados .....	36
4.1 Procedimiento medición de espesores por ultrasonido equipo DMS-GO .....	36
4.1.1 Normas y documentos de referencia:.....	37
4.1.2 Términos y definiciones.....	37
4.1.3 Equipo y Materiales .....	38
4.1.4 Procedimiento de inspección .....	39
4.2 Metodología de calibración del equipo.....	39
4.3 Esquemas de inspección .....	45
4.4 Instructivo inspección por ensayo de flujo magnético para líneas O TK – MFL ...	48
4.4.1 Términos y Definiciones.....	48
4.4.2 Equipos Y Materiales.....	49
4.5 Instructivo toma de registro fotográfico .....	55
4.5.1 Definiciones Y Abreviaturas.....	55
4.5.2 Equipos y/o Materiales .....	56
Evaluación de integridad mecánica .....	61
Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones .....	95
Referencias.....	96
Apéndices.....	101

**Listado de figuras.**

<b>Figura 1.</b> Clasificación de los separadores.....	24
<b>Figura 2</b> Separador horizontal.....	25
<b>Figura 3</b> Separador vertical.....	26
<b>Figura 4</b> Separador esférico. ....	27
<b>Figura 5</b> Producción de hidrocarburos.....	29
<b>Figura 6</b> Extracción del crudo.....	30
<b>Figura 7</b> Yacimiento y migración del crudo. ....	31
<b>Figura 8</b> Procedimientos e instructivos para realizar la inspección en campo. ....	36
<b>Figura 9</b> Parámetros del palpador y selección en el menú del equipo.....	40
<b>Figura 10</b> Calibración cero del equipo.....	40
<b>Figura 11</b> Modo de calibración.....	41
<b>Figura 12</b> Método de calibración. ....	41
<b>Figura 13</b> Verificación de las calibraciones.....	43
<b>Figura 14</b> Almacenamiento de información. ....	44
<b>Figura 15</b> Esquema de tubería. ....	45
<b>Figura 16</b> Mapa de ubicación de la medición (TMLs). ....	46
<b>Figura 17</b> Esquema de Recipientes a Presión.....	47
<b>Figura 18</b> Esquema para tomar medición de espesores. ....	47
<b>Figura 19</b> Secuencia de Barrido por la técnica MFL. ....	49

### Listado de Tablas

<b>Tabla 1</b> Normativa aplicada al proyecto. ....	33
<b>Tabla 2</b> Velocidad de propagación de ondas ultrasónicas en materiales. ....	42
<b>Tabla 3</b> Tipo de Acoplante Vs. Rugosidad Superficial.....	45
<b>Tabla 4</b> Requisitos y precondiciones .....	50
<b>Tabla 5</b> Desarrollo de inspección por ensayo de flujo magnético .....	51
<b>Tabla 6</b> Desarrollo de la toma de registro fotográfico .....	56
<b>Tabla 7</b> Identificación de Peligros, Riesgos y Controles al Inspeccionar – Salida de campo. ....	57
<b>Tabla 8</b> Requisitos y precondiciones HSE.....	60
<b>Tabla 9</b> Informe final de inspección de recipientes a presión – separador general trifásico .....	62
<b>Tabla 10</b> Información de diseño y construcción .....	63
<b>Tabla 11</b> Plan de inspección.....	64
<b>Tabla 12</b> Lista de chequeo para la inspección de recipientes a presión.....	66
<b>Tabla 13</b> Formato de medición de espesores por ultrasonido en cuerpo y caps de vasijas a presión.....	69
<b>Tabla 14</b> Formato de medición de espesores por ultrasonido en boquillas de recipientes a presión .....	71
<b>Tabla 15</b> línea separador general salida crudo .....	74
<b>Tabla 16</b> Evaluación de corrosión interior generalizada por medición de espesores. ....	76
<b>Tabla 17</b> Evaluación de corrosión interna localizada .....	78
<b>Tabla 18</b> Lista de chequeo para la inspección visual api 570 .....	82
<b>Tabla 19</b> Reporte de medición de espesores mediante UT .....	85
<b>Tabla 20</b> Grafica de comportamiento de los espesores medidos vs nominales y requeridos .....	86

<b>Tabla 21</b> Cantidades ejecutadas LFET en líneas .....	87
<b>Tabla 22</b> Línea separador general salida gas .....	88
<b>Tabla 23</b> Evaluación de corrosión general interna.....	89
<b>Tabla 24</b> Lista de chequeo para la inspección visual api 570 .....	91
<b>Tabla 25</b> Reporte de medición de espesores mediante UT .....	93
<b>Tabla 26</b> Grafica de comportamiento de los espesores medidos vs nominales y requeridos .....	94

### **Lista de Apéndice**

<b>Apéndice A</b> Plano isométrico separador general trifásico .....	102
<b>Apéndice B</b> Plano isométrico línea salida de crudo del separador trifásico .....	103
<b>Apéndice C</b> Plano isométrico línea salida de gas del separador general trifásico .....	104
<b>Apéndice D</b> Registros fotográficos .....	105

## **Capítulo 1: Evaluación de integridad mecánica a un separador trifásico mediante algunas técnicas de ensayos no destructivos.**

### **1.1 Planteamiento del problema**

Hoy en día todas las entidades prestadoras de servicio están en la necesidad de realizar trabajos con mayor confiabilidad de los activos, de modo que se ven obligados a prevenir y evitar todo tipo de lesiones o impactos causados al medio ambiente, por tal motivo que el mantenimiento está impulsado a alcanzar una alta confiabilidad de los equipos, para que esta pueda estar en total operatividad. Todos los equipos necesitan estar en constante monitoreo, ya que algunos de los componentes de estos equipos se van desgastando debido a su uso constante, por esta razón es necesario realizar esta inspección de integridad de manera periódica que garantice que estos sigan trabajando sin mayor dificultad, evitando un caso hipotético en el que se presenten fallas y puedan dejar fuera de servicio un equipo y sea necesario realizar un mantenimiento correctivo que afectaría no solo su óptimo funcionamiento, sino también prolongue su vida útil. En el estado actual es necesario realizar esta inspección por medio de las técnicas ya que el generador trifásico por ser un activo del sector de hidrocarburos presenta riesgos de alta criticidad, puesto que los hidrocarburos son combustibles fósiles ampliamente utilizados alrededor del mundo como generadores fundamentales de diversas formas de energía, ellos están en la naturaleza gracias a la acumulación de biomasa durante millones de años. Sin embargo, es posible que en su extracción se genere contaminación en agua y suelos debido a constantes derrames accidentales, los cuales son muy comunes en países productores. (Velásquez Arias, 2017) Lo que genera graves consecuencias ambientales tanto en la flora como en la fauna. De igual forma se afirma que la contaminación por productos derivados del petróleo es de gran interés por las afectaciones a los ecosistemas, estos impactos se deben a fugas frecuentes,

derrames, detonaciones en los oleoductos y por los refinados de petróleo.(Doherty & Otitoloju, 2016) Por lo general las industrias del Petróleo y del Gas y la industria Petroquímica normalmente han demostrado que el problema principal proviene de una falla de la integridad mecánica; tuberías, recipientes, reformadores, reactores, columnas, etcétera. Sin embargo, cuando la frecuencia de la falla genérica de los equipos fijos se compara con otro tipo de componentes, es realmente fácil de observar que la cantidad de fallas en los componentes giratorios, instrumentales o eléctricos normalmente es grande. El problema es que las fallas en los equipos fijos por su tamaño e impacto son más críticas para los negocios; en general, un único evento de este tipo es suficiente para llegar a lo más alto en la pirámide de incidentes y, en consecuencia, se deberá recurrir a todos los recursos, los esfuerzos y los debates para determinar lo que ha sucedido. La clave no es reparar la falla, sino evitar su ocurrencia(Rivero, 2016)

realizar la Integridad Mecánica no implica solo realizar una inspección estándar, ni tampoco una recolección de datos estadísticos, se aplica para establecer estrategias y por ende garantizar la confiabilidad, la rentabilidad y el desempeño del activo durante el ciclo de vida. En el caso de los segmentos no inspeccionables con las herramientas, la falta de un buen sistema de administración de la integridad, podría omitir la atención de indicaciones relevantes, capaces de ocasionar daños materiales, ambientales y a la población ante una falla no controlada.(Ramírez Reyes, 2019)

## **1.2 Formulación del problema**

¿De qué manera influye la evaluación de integridad mecánica para determinar el estado actual del separador trifásico mediante estas técnicas?

## **1.3 Objetivos**

### ***1.3.1 Objetivo General***

Evaluar la integridad mecánica del separador trifásico mediante algunas técnicas de ensayos no destructivos.

### ***1.3.2 Objetivos Específicos***

- ✓ Investigar las técnicas necesarias de ensayos no destructivos para evaluar el estado actual del separador trifásico.
- ✓ Aplicar las normas necesarias y los instructivos de trabajo para ejecutar la actividad de manera segura.
- ✓ Determinar la evaluación de integridad del estado mecánico del separador trifásico mediante las técnicas de ensayos no destructivos.

## **1.4 Justificación**

El presente proyecto prueba la importancia de evaluar el estado actual de un separador general trifásico con el fin de determinar su disponibilidad óptima por medio de aceptación a criterios normativos API para establecer estándares y prácticas recomendadas de calidad, la cual ayudan a mantener bajo los costos, a reducir el desperdicio y abarcar la protección ambiental. Es necesario dar conocer los procedimientos adecuados para la ejecución de un trabajo seguro, ya que nos permite identificar riesgos o peligros ante esta actividad, también demostrar la consideración de los datos y la interpretación al realizar el uso adecuado de estas técnicas de ensayos no destructivos ya que nos permite obtener el diagnóstico del activo que está en servicio sin realizar paradas innecesarias y sin alterar su producción. Es un valor de confiabilidad para los servicios de mantenimiento puesto que no solo se evalúa su estado actual sino también a tomar decisiones futuras, ya que estas predicciones permiten llevar a cabo planes de acciones

preventivas, y con ello evitar grandes catástrofes al medio ambiente, de modo que este proyecto examina los procedimientos satisfactorio y permite mejorar la seguridad de los equipos, la vida útil del mismo sin alterar el estado físico o constitución química que puedan generar daños.

#### ***1.4.1 Razón de ser del proyecto***

La razón principal del proyecto se basa en conocer la evaluación del estado mecánico de un separador trifásico, ya que evaluar su integridad es muy importante para prevenir accidentes dentro de las instalaciones de Orito, Putumayo, de manera que se pueden evitar lesiones graves o incluso fatales a todos los empleados de esta entidad. También es importante dar a conocer la ejecución de estos trabajos en campo de manera segura, por ende es necesario conocer los posibles análisis de riesgo para estas actividades, además, este trabajo permite saber el uso de algunas técnicas conocidos como ensayos no destructivos puesto que estos equipos son recursos de alta tecnología que contribuyen con el mantenimiento predictivo y que no altera el respectivo funcionamiento estando en producción, la finalidad de este proceso es que tengan un rendimiento de alta calidad evaluando los posibles daños presentados o que se pueden llegar a presentar, prolongando la vida útil de este sistema.

#### ***1.4.2 Perspectiva***

Se busca analizar su estado mecánico de la cual se encuentra dentro de las áreas de mantenimiento del sector productivo de hidrocarburos de las áreas operativas de Ecopetrol, ubicado en Orito, Putumayo. El propósito de diagnosticar el estado del activo y condiciones donde el periodo de utilidad de estos sea prolongado lo máximo posible, la realización de esta actividad es examinar el mayor grado de confiabilidad y con ello minimizar los tiempos de mantenimientos tanto preventivos como correctivos, ya que pequeños fallos pueden ocasionar grandes molestias, llegando a afectar la comodidad de los usuarios e incluso alterando la

producción y entre otros como problemas ambientales catastróficos, los cuales puedan afectar gravemente no solo el buen nombre de esta entidad, sino que también se pueda ver involucrada en problemas legales. El análisis a ejecutar lleva como prioridad el separador trifásico y sus líneas de producción de la cual son encargados la línea de gas y la línea de crudo y agua, de acuerdo al tratamiento que cumplen con esta función del sistema de separador.

## **1.5 Delimitaciones**

### ***1.5.1 Geográfica***

Este proyecto realizado se limita a la región de Orito, Putumayo.

### ***1.5.2 Temporal***

Este proyecto se desarrollará en el municipio de Orito, Putumayo y tendrá una duración aproximada de 3 meses a partir de la aprobación del comité curricular de la especialización en gestión de mantenimiento industrial.

### ***1.5.3 Conceptual***

Los términos específicos que serán relacionados con el proyecto son:

- Ensayos no destructivos: pruebas que se realizan sobre los materiales de forma inocua, es decir, sin afectar a su estructura, funcionamiento y forma original.(Research, 2020)
- Inspección visual: es el más versátil que se utiliza con más frecuencia en las inspecciones de superficies expuestas o accesibles de cuerpos, ensambles o productos terminados.(Servicio de acreditación Ecuatoriano, 2018)
- Ultrasonido: es un método para caracterizar el espesor o las estructuras internas de una pieza bajo ensayo mediante la aplicación de ondas ultrasónicas de alta frecuencia.(Olympus Corporation, 2017)

- Inspección por ensayo de flujo magnético: se utiliza para detectar y evaluar la corrosión, las picaduras y la pérdida de pared en tanques de almacenamiento metálicos y tuberías.(ISS RD, 2021)
- ASNT (The American Society For Nondestructive Testing): es la sociedad técnica más grande del mundo para profesionales de pruebas no destructivas (NDT), ASNT ha mejorado la calidad de la profesión y ha proporcionado un medio aceptado para que los miembros demuestren que han cumplido con los requisitos de la industria.(Infogripe et al., 2020)
- Integridad mecánica: se encarga de determinar el estado actual del equipo con sus respectivos materiales adecuados, permitiendo un diseño correctamente de la cual evalúa montaje de instalación, mantenimiento o reemplazo para prevenir fallas o impactos ambientales.
- Análisis de riesgos: nos permite conocer a que estamos expuestos, su objetivo es evaluar los factores de riesgos de la cual se asocia las recomendaciones como medidas de prevención y control.
- Separador trifásico: Recipiente que separa los fluidos del pozo en gas y dos tipos de líquidos: petróleo y agua.(Schlumberger, 2020)

Esto incluye la evaluación de integridad del estado mecánico para determinar su aptitud y disponibilidad para el servicio y operación con base a las normas.

#### ***1.5.4 Operativa***

Para determinar la evaluación del estado mecánico es necesario profundizar sus características del activo de tal manera que se encuentra en servicio productivo, por lo tanto, esta ejecución presenta una normatividad de procedimientos aptos para realizar trabajos seguros ya

que se presentan riesgos expuestos a la salud y seguridad asociadas a la operación de estos equipos críticos, de la cual se dará a conocer de manera detallada las recomendaciones y consideraciones al realizar estas técnicas de trabajo, el posible obstáculo es el tiempo necesario puesto que son áreas de producción dentro de las instalaciones operativas de Ecopetrol, es necesario optar con la disponibilidad necesaria para la ejecución de esta actividad con el personal calificado en esta operación.

## Capítulo 2: Marco referencial

### 2.1 Antecedentes

Día a día la innovación de las diferentes herramientas que prestan las empresas, ha hecho que estas desarrollen nuevas estrategias que les ayude a posicionarse en el mercado, con el fin de brindar una mejor calidad de sus servicios, preservando la seguridad en sus procesos y enfatizan en el cuidado del medio ambiente.

#### *2.1.1 Antecedentes internacionales.*

Actualmente los separadores trifásicos se han implementado en la industria con el fin de separar elementos de interés en la producción de los hidrocarburos. Algunos de los estudios realizados con separadores trifásicos se mencionan a continuación.

Carrión Guamán (2019) en su tesis de investigación busco **evaluar la integridad mecánica de tubería y accesorios en líneas de inyección y retorno empleadas para bombeo hidráulico con MTU de la empresa SERTECPET S.A.** para ello empleo el enfoque cuantitativo de evaluación de la integridad de tuberías y accesorios.

Durante el desarrollo de la evaluación del sistema de tubería y accesorios de la unidad móvil de prueba de pozos petroleros (MTU) se identificó y evaluó los riesgos operacionales asociados al uso de tubería temporal (tubería roscada) así como también estableció la metodología para la evaluación de integridad mecánica del sistema. Para la obtención de los datos se aplicaron ensayos no destructivos a todo el sistema de acuerdo con el alcance de cada uno de los END, los datos que se encuentran dentro de los límites de aceptación fueron procesados mediante fórmulas y criterios planteados por API 570; se estableció también la metodología aplicable para la evaluación de los defectos mediante API 579 "Aptitud para el servicio" según su aplicabilidad dentro de la industria y el sector. (Carrión Guamán, 2019)

En la evaluación se emplearon 2 ensayos no destructivos para evaluar la integridad del sistema, por un lado el método de ultrasonido industrial medición de espesores (UT-ME) para medir el espesor de pared y por otro lado se ha empleado partículas magnéticas para evaluar la integridad de las uniones de golpe (uniones roscadas), donde se obtuvo que el espesor de pared esta sobre el límite de retiro en todo el sistema de tubería y accesorios, y además todas las uniones de golpe (Uniones roscadas de la tubería temporal) se encuentran en la condición de operativas sin presencia de discontinuidades o defectos.(Carrión Guamán, 2019)

Finalmente, el autor indago que la desviación estándar para todos los circuitos es relativamente alta, lo que indica que existen datos alejados de la media que están influyendo sobre este indicador. Es importante tener en cuenta los circuitos donde la desviación es alta en la velocidad de corrosión ya que esta es medida en MILS, este parámetro es más sensible ante una desviación estándar, cosa que no sucede con el MWAP medido en PSI pues un aumento de acuerdo con las indicaciones de la desviación estándar de esta medida no es de alto impacto al sistema. (Carrión Guamán, 2019)

Los autores Biomorgi, Hernández, Marín, Rodríguez, Lara & Vilorio (2012) en su artículo de investigación buscaron **Evaluar los mecanismos de corrosión presentes en las líneas de producción de crudo y gas ubicadas en el noreste de Venezuela**, para ellos emplearon un estudio realizado en condiciones reales sobre una línea de producción que maneja aproximadamente 2000 barriles de crudo por día y a una presión de 1260 psi, donde utilizaron diversos dispositivos electrónicos que permitieron hacer un control remoto continuo de los parámetros operacionales del sistema (temperatura, presión y flujo), durante toda la prueba.

En este trabajo se realizó un estudio *in situ* en instalaciones de producción de hidrocarburo ubicadas en el noreste de Venezuela, con el fin de evaluar la influencia de la

dinámica del fluido presente en las líneas de producción de crudo y gas, sobre los mecanismos de corrosión interna generados por la presencia de los gases CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Para ello se dispuso de una herramienta nueva diseñada por PDVSA-Intevep, para monitorizar la corrosión y realizar un estudio exhaustivo en condiciones reales de operación. Los resultados obtenidos muestran que el tipo de degradación predominante es corrosión bajo depósito, lo cual genera daños localizados (picaduras) en diferentes posiciones internas de las líneas de producción y, de acuerdo a los análisis microscópicos, dichos depósitos sólidos están relacionados con la presencia de arena, carbonatos y sulfuros de hierro. La ubicación de los daños está asociada a las condiciones hidrodinámicas presentes en el sistema de producción como lo son el patrón de flujo y las velocidades superficiales del líquido y del gas, entre otros. (Biomorgi et al., 2012)

### ***2.1.2 Antecedentes nacionales.***

Los autores Mendoza González, Quintero Ortiz, & Santos Castañeda (2010) en su artículo de investigación buscaron realizar **ensayos no destructivos como herramienta para el dimensionamiento de discontinuidades en la superficie externa de tuberías**, por ello hacen una revisión y comparación en cuanto a la sensibilidad, capacidad de inspección y facilidad de aplicación en campo, de las principales técnicas no destructivas que permiten identificar y dimensionar las zonas corroídas en las tuberías, tales como la radiografía industrial, corrientes Eddy, ultrasonido y sistemas ópticos de visión remota.

En primera instancia ellos realizaron un estudio de las principales técnicas no destructivas con el fin de seleccionar la más adecuada, de tal forma que permita extraer información de las zonas corroídas, como son: la máxima profundidad del área corroída y la proyección de ésta sobre el eje longitudinal de la tubería, las cuales son necesarias en el análisis de integridad y la determinación de la máxima presión de operación de la misma, según las normas establecidas

para el transporte y distribución de los hidrocarburos, en particular el código ASME B31 G.(Mendoza González et al., 2010)

Finalmente concluyeron que los sistemas ópticos permiten la reconstrucción tridimensional de las superficies externas de tuberías corroídas, por lo tanto, son una alternativa con grandes expectativas para el dimensionamiento rápido y adecuado de las zonas corridas a partir del tratamiento digital de imágenes. A diferencia de la inspección visual directa permiten obtener registros de las zonas evaluadas para ser analizados por varios expertos. Además, todas las técnicas de ensayos no destructivos analizadas presentan ventajas y limitaciones en cuanto a la detección y dimensionamiento de las discontinuidades superficiales presentes en la tubería, por lo que se concluye que es necesario el uso de más de una técnica no destructiva para la evaluación completa de las mismas. (Mendoza González et al., 2010)

## **2.2 Marco teórico**

### **2.2.1 Mantenimiento.**

“El mantenimiento es una de las actividades de toma de decisiones más importantes, debido a la necesidad de aumentar la disponibilidad, la calidad y la seguridad de los equipos, reduciendo los costos de operación. Esta herramienta permite evaluar el desempeño adecuado del activo para identificar sus componentes más críticos.”(Afzali, Keynia, & Rashidinejad, 2019)

“Las actividades de mantenimiento se implementan para asegurar que estos equipos e instalaciones operen en un estado activo. Estas actividades de mantenimiento no solo son una intervención inmediata en caso de avería, sino también como tareas de inspección de rutina, mantenimiento periódico, mantenimiento preventivo, renovación y supervisión de estado.”(Yavuz, Doğan, Carus, & Görgülü, 2019)

### **2.2.2 Tipos de mantenimiento.**

Existen tres tipos de mantenimiento esenciales en la industria, debido a que los equipos y las maquinas son una parte fundamental de las diferentes organizaciones, estos tipos de mantenimiento permiten llevar a un ritmo estable la producción, evitando paradas y altos costos de la misma.

**2.2.2.1 Mantenimiento predictivo.** El mantenimiento preventivo “es la aplicación sistemática basada en condiciones tempranas como advertencias para brindar un mantenimiento oportuno antes de llegar a fallar el equipo. Esta herramienta se ejecuta en base a intervalos de tiempo establecidos de acuerdo con observaciones históricas en equipos similares y con la vida útil asignada previamente a los componentes.”(Jaramillo Jimenez, Bouhmala, & Haugen Gausdal, 2020)

**2.2.2.2 Mantenimiento preventivo.** El Mantenimiento Preventivo se define como “el mantenimiento realizado en intervalos predeterminados o según criterios prescritos y destinado a reducir la probabilidad de falla o degradación del funcionamiento de un artículo”. (Jaramillo Jimenez et al., 2020) “Esta acción se realiza en un sistema que todavía está en funcionamiento pero que puede funcionar en condiciones de trabajo insatisfactorias”(Hamdan, Tavangar, & Asadi, 2021). “Generalmente, las actividades de mantenimiento preventivo se realizan antes de que un sistema se averíe, con el objetivo de reducir la degradación del sistema y su riesgo de falla. Cuando una inspección revela un defecto, se puede programar una acción de mantenimiento (por ejemplo, reemplazo)”.(Zhang, Shen, Liao, & Ma, 2021)

**2.2.2.3 Mantenimiento correctivo.** El mantenimiento correctivo se define como el “mantenimiento llevado a cabo después del reconocimiento de fallas y destinado a poner un artículo en un estado en el que pueda realizar una función requerida”(Jaramillo Jimenez et al.,

2020), “esto significa realizar todas las acciones, como resultado de una falla, para restaurar un sistema a una condición específica. Simplemente, la acción se puede realizar reemplazando el sistema fallado por uno nuevo o simplemente eliminando la falla reparando el sistema y devolviéndolo al estado de trabajo”. (Hamdan et al., 2021)

### ***2.2.3 Confiabilidad de los activos.***

Se define confiabilidad como “la probabilidad de que un activo (o conjunto de activos) desempeñe su función, libre de fallos, y bajo determinadas condiciones, durante un periodo de tiempo también determinado. En definiciones más concisas se puede decir que, desde el punto de vista del mantenimiento, confiabilidad es una medida de la seguridad y del riesgo, relacionando un grado de confianza de que un activo cumplirá su función, bajo ciertas condiciones, durante un tiempo dado.”(Cabrera, 2008)

### ***2.2.4 Separador de gas.***

“Es un dispositivo utilizado para separar el gas arrastrado de los fluidos de producción. Las instalaciones de procesamiento de superficie generalmente utilizan separadores de gas para lograr la seguridad de los líquidos para su procesamiento o su eliminación posterior. El equipo de separación de gas también se utiliza en aplicaciones de fondo de pozo, tales como la protección del equipo de bombeo contra la obturación por gas mediante la separación y el redireccionamiento del gas libre en la aspiración o la admisión de la bomba.” (Schlumberger, 2020)

**2.2.4.1 Funcionamiento.** “Su principal funcionamiento es eliminar partículas sólidas y líquidos de un suministro continuo de flujo de gas. Se pueden eliminar polvo, tierra, arena y partículas de corrosión de las tuberías, así como también agua, líquidos de gas natural e hidrocarburos ligeros. En un sistema típico, un separador de entrada permite que las partículas y

líquidos se asienten y el gas suba. El gas se acumula en la parte superior del separador donde se elimina mediante un compresor de gas. Las partículas y líquidos recogidos se vierten en un tanque de agua.” (Magnetrol, 2021)

**2.2.4.2 Separadores bifásicos.** Son recipientes capaces de separar el gas y líquido inmisible. Se emplean para dejar lo más libre posible el gas del petróleo y viceversa a presiones y temperaturas definidas.(Requena G. & Rodriguez M., 2006)

**2.2.4.3 Separadores trifásicos.** Son recipientes capaces de separar el gas y las dos fases de líquidos inmiscibles. Por lo general resultan muy grandes porque se diseñan para garantizar que ambas fases (petróleo, aguas) salgan completamente libres una de la otra (agua sin petróleo y petróleo sin agua). Estos separadores se emplean para separar el agua que pueda estar presente en el crudo, con lo cual se reduce la carga en el equipo de tratamiento del petróleo y se aumenta la capacidad de transporte en las tuberías. También ayuda a mejorar la precisión de las mediciones de flujo.(Requena G. & Rodriguez M., 2006)

**2.2.4.4 Mantenimiento del separador.** “Las tareas de mantenimiento que los técnicos y mecánicos de los campos deben aplicar para evitar fugas de líquido o gas en el separador, son los siguientes:” (MERA TERÁN, 2014)

- ✓ “Comprobar que el separador este vacío, tomando en cuenta los instrumentos de medición en el compartimento.”
- ✓ “Bloquear la válvula de desfogue de líquido.”
- ✓ “Comprobar la presión del separador y de la apertura de la válvula de seguridad.”
- ✓ “Desactivar el control de bajo nivel antes de arrancar el separador.”
- ✓ “Colocar el controlador de presión en un nivel medio que permita operar.”
- ✓ “Abrir la válvula de ingreso de líquido del separador muy lentamente.”
- ✓ “Monitorear frecuentemente el nivel de presión y nivel de líquido en el separador, activando el control de bajo nivel cuando se sobrepase los límites de fluido.”

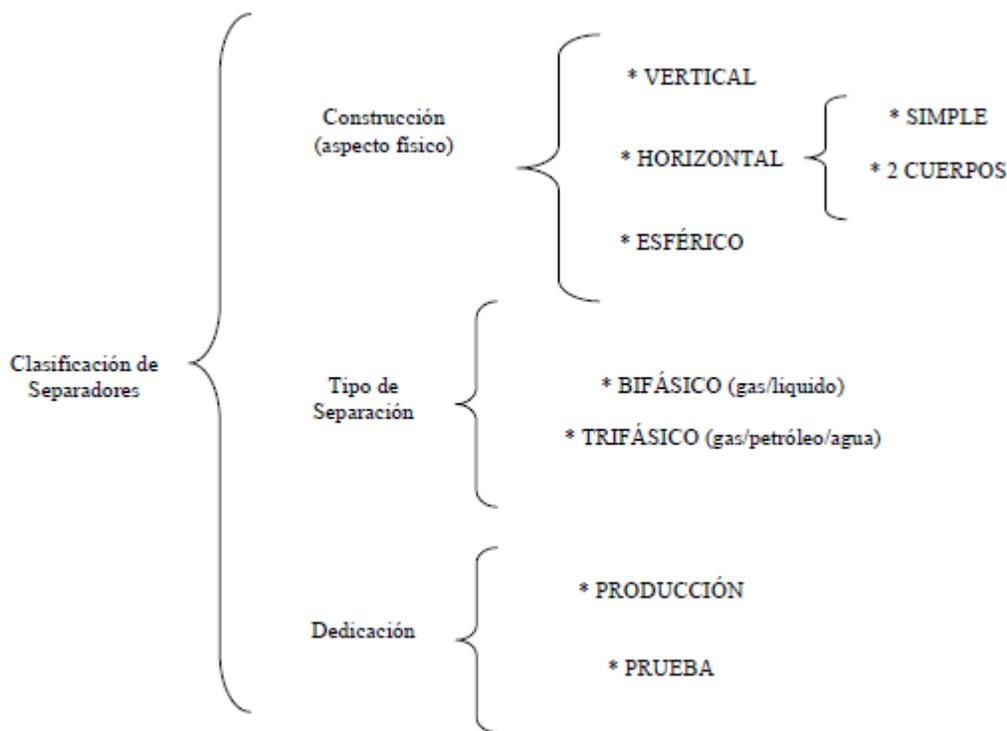
- ✓ “Activar el controlador de presión cuando el nivel en el separador llega a los límites para operar.”
- ✓ “Realizar ajustes a controles de presión y de líquido hasta que el separador se normalice.”
- ✓ “Abrir la válvula de entrada de corriente al separador.”
- ✓ “Realizar frecuentes chequeos e inspecciones de presión y líquido durante el tiempo necesario hasta estabilizar la operación normal del separador.”

**2.2.4.5 Riesgos del separador de gas.** Los riesgos asociados a la separación de fases a alta presión, tanto en equipos gravitacionales como centrífugos; entre los riesgos se destacan las pequeñas distribuciones de tamaño de gota, el aumento del porcentaje de arrastre y/o inestabilidad de la película de líquido y el hecho de que una disminución en la diferencia de densidades de las fases hace que la separación se dificulte. (Prieto Jiménez, González Silva, & Chaves Guerrero, 2019)

### ***2.2.5 Tipos de separadores de gas.***

Los separadores se pueden clasificar en cuanto a forma o geometría y en cuanto a la forma especial de separación de fases.

**Figura 1.**  
Clasificación de los separadores.



*Nota:* Fuente:(Requena G. & Rodriguez M., 2006)

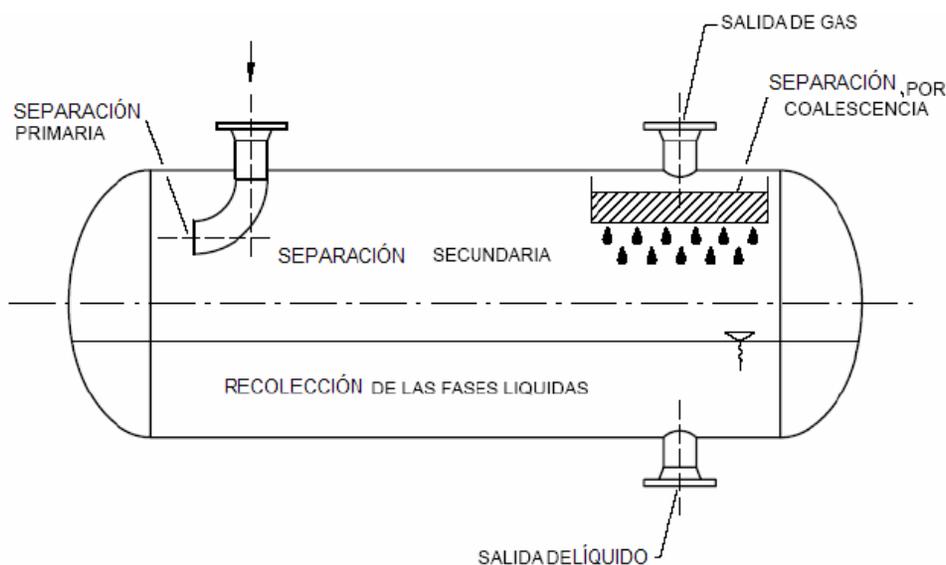
**2.2.5.1 Separadores según su diseño geométrico.** Debido a su diseño encontramos los separadores horizontales, verticales y esféricos.

**2.2.5.1.1 Separadores horizontales.** “El fluido entra en el separador y se contacta con un desviador de ingreso, causando un cambio repentino en el impulso y la separación bruta inicial de líquido y vapor. La gravedad causa que gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente de recolección. Esta sección de recolección de líquido provee el tiempo de retención necesario para que el gas arrastrado evolucione del petróleo y suba al espacio de vapor. También provee volumen de oleada, si fuese necesario, para manejar los sobrepesos intermitentes de líquido. Luego el líquido sale del recipiente mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel. El controlador de nivel siente cambios

en el nivel del líquido y controla la válvula de descarga. (Requena G. & Rodriguez M., 2006)

“El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego horizontalmente por medio de la sección de asentamiento de gravedad sobre el líquido. Mientras el gas fluye por esta sección, gotas pequeñas de líquido que no fueron separadas por el desviador de ingreso son separadas por la gravedad y caen a la interfaz de gas - líquidos. Algunas gotas son de un diámetro tan pequeño que no son fácilmente separadas en la sección de asentamiento de gravedad. Por lo tanto, antes que el gas salga del recipiente, pasa por una sección de fundición, o un extractor de neblina. Esta sección emplea aletas, malla de alambre, o placas para fundir y remover las gotas muy pequeñas. Un controlador abre y cierra la válvula de control de presión en la salida de gas para mantener la presión deseada en el recipiente. Normalmente, los separadores horizontales se operan llenados solamente hasta la mitad con líquidos para maximizar el área de interfaz de gas - líquidos.” (Requena G. & Rodriguez M., 2006)

**Figura 2**  
Separador horizontal.

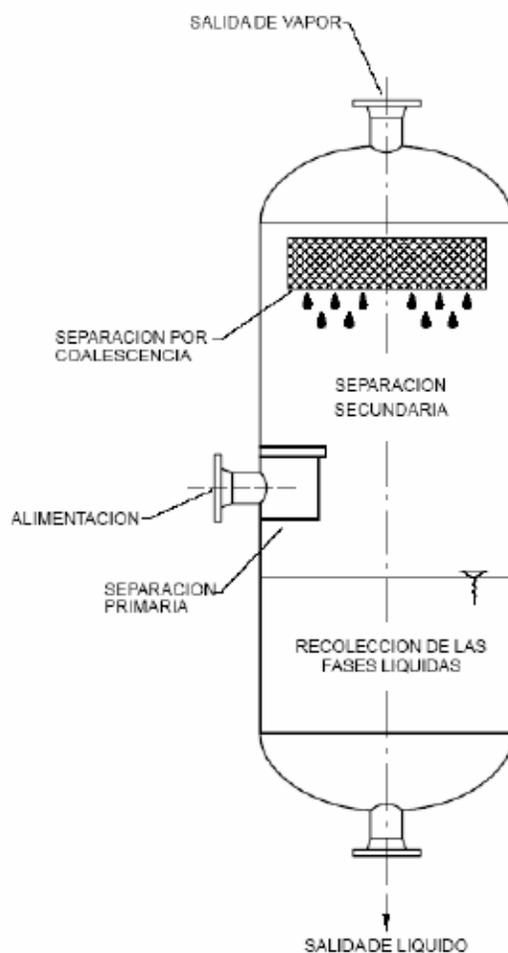


**Nota:** Fuente: (Requena G. & Rodriguez M., 2006)

**2.2.5.1.2 Separadores verticales.** La figura 2 es un esquema de un separador vertical.

“En esta configuración el flujo de entrada entra al recipiente, por un lado. A igual que con el separador horizontal, el desviador de ingreso hace la separación bruta inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección de líquidos en el recipiente, y luego baja a la salida de líquidos. Cuando el líquido llega al equilibrio, las burbujas de gas fluyen en sentido contrario a la dirección del flujo de líquidos y eventualmente migran al espacio de vapor. El controlador de nivel y la válvula de descarga de líquidos opera de la misma forma como en el separador horizontal.”(Requena G. & Rodríguez M., 2006)

**Figura 3**  
Separador vertical.

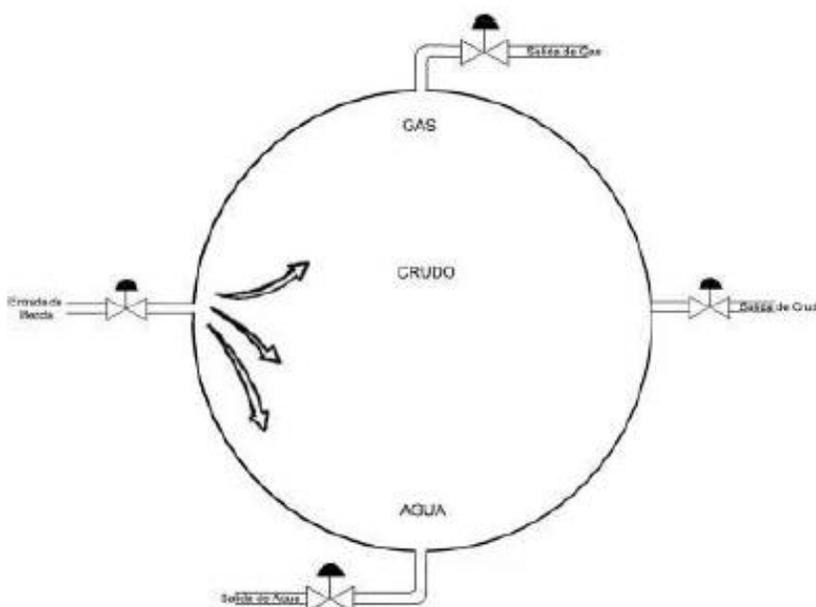


**Nota:** Fuente:(Requena G. & Rodríguez M., 2006)

“El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego arriba hacia la salida de gas. En la sección de asentamiento de gravedad, las gotas de líquido caen hacia abajo, en sentido opuesto a la dirección del flujo de gas. El gas pasa por la sección de fundición/extractor de neblina antes de salir del recipiente. La presión y el nivel son mantenidos de la misma forma que en el separador horizontal.”(Requena G. & Rodriguez M., 2006)

**2.2.5.1.3 Separadores esféricos.** *“Los separadores esféricos pueden ser considerados como un caso especial de separadores verticales sin un casco cilíndrico entre los dos cabezales. Este diseño puede ser muy eficiente desde el punto de vista de contención de presión, pero debido a su capacidad limitada de oleada líquido y dificultades con la fabricación, los separadores esféricos ya no son especificados para aplicaciones para campos petrolíferos y no proveeremos ninguna discusión adicional sobre ellos.” (Requena G. & Rodriguez M., 2006)*

**Figura 4**  
*Separador esférico.*



**Nota:** Fuente: (Dueñas Cornejo & Olaya Arguello, 2011)

### **2.2.5.2 Separadores según el medio de separación.**

**2.2.5.2.1 Separador por gravedad.** *“Este tipo de separador consta de un tanque con una zona de separación y un colector destinado a recoger la fase líquida cuando esta es separada de las sustancias menos densas con las cuales se encuentra mezclada.”(Dueñas Cornejo & Olaya Arguello, 2011)*

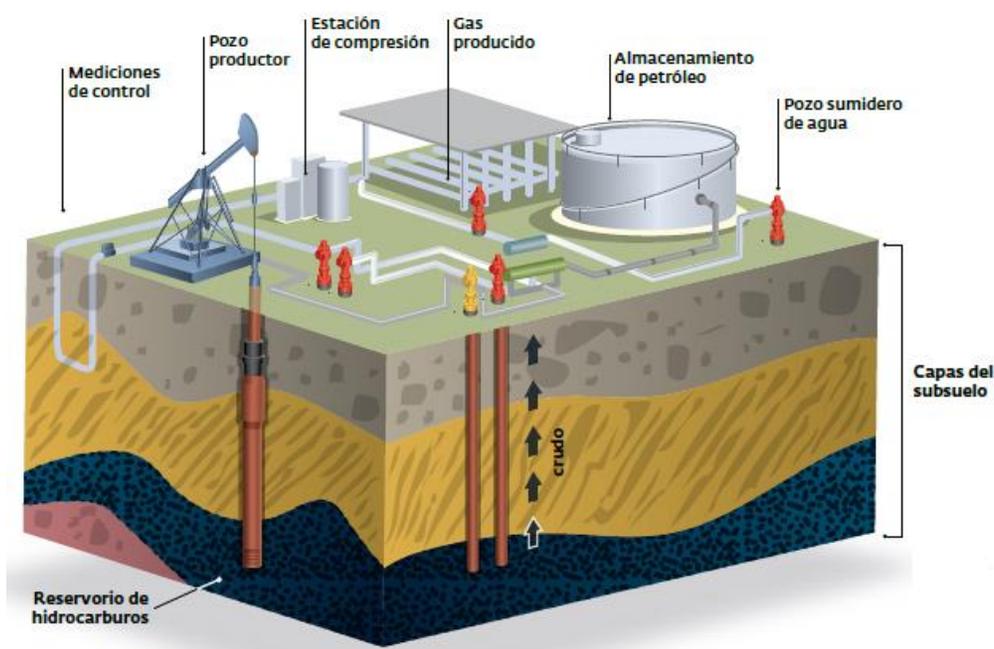
**2.2.5.2.2 Separador tipo centrífuga.** *“Utilizando este tipo de separador, se eliminan el 98% de las partículas de tamaño reducido. Es decir, se utiliza para separar partículas sólidas y líquidas de las fases gaseosas. Por la carencia de partes móviles en este tipo de separadores, se minimiza las fallas mecánicas. La fuerza centrífuga que es aplicada a la mezcla (proveniente del pozo) puede ser mayor que la fuerza de gravedad.”(Dueñas Cornejo & Olaya Arguello, 2011)*

### **2.2.6 Líneas de producción hidrocarburos.**

“La cadena del sector hidrocarburos corresponde al conjunto de actividades económicas relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación o procesamiento y comercialización de los recursos naturales no renovables conocidos como hidrocarburos (material orgánico compuesto principalmente por hidrógeno y carbono), dicho conjunto también está conformado por la regulación y administración de estas actividades.”(ANH, 2021)

“La producción de hidrocarburos es el proceso mediante el cual se extraen el petróleo y gas desde la capa de roca hasta la superficie. Para extraer los hidrocarburos se utilizan dos mecanismos: a través de válvulas llamadas Árbol de Navidad (cuando los hidrocarburos fluyen a la superficie por sí solos) y mediante una máquina llamada Balancín (cuando este necesita ayuda para subir a la superficie.” (ANH, 2021)

**Figura 5**  
*Producción de hidrocarburos.*



*Nota:* Fuente:(HOCOL, 2021)

“Los hidrocarburos son recursos naturales no renovables que se encuentran en el subsuelo, en yacimientos debajo de la tierra y del fondo del mar, contenidos entre capas de lodo, arena, arcilla, rocas y otros materiales. Pueden encontrarse juntos o separados.”(HOCOL, 2021)

**2.2.6.1 Línea de gas.** “Durante el primer semestre de 2021 la producción promedio de gas comercializado en Colombia registró un incremento de 3,9%, llegando a 1.070 (mcpd) frente a los 1.029 mcpd reportados en el mismo periodo del año 2020.”(La Republica, 2021)

“Proyecciones del Ministerio de Minas y Energía indican que el consumo de gas en el sector industrial del país crecerá en promedio un 1% anual al 2032 y los departamentos donde más se consume en las fábricas y se demandará más el energético son Santander, Bolívar, Valle del Cauca, Cundinamarca y Atlántico.”(PORTAFOLIO, 2018)

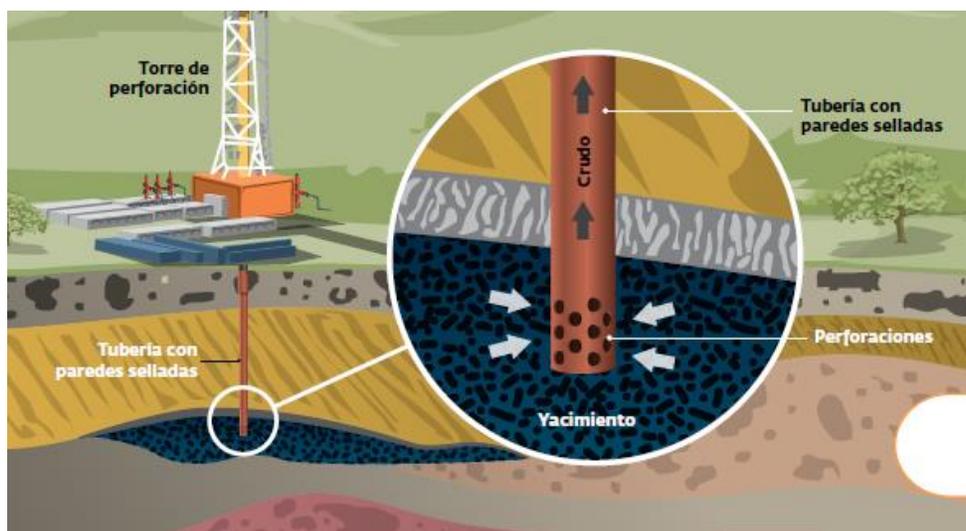
“En la industria alimenticia, el gas se utiliza en los procesos de cocimiento y secado. Y en la textilera permite el calentamiento directo por convección en sustitución del tradicional sistema

de calentamiento, mediante fluidos intermedios, con el consiguiente ahorro energético del 20% y el 30% aproximado de electricidad.”(PORTAFOLIO, 2018)

**2.2.6.2 Línea de crudo y agua.** “El agua de la industria del petróleo en Colombia se usa y/o se genera en las fases de exploración, producción, transporte y refinación; siendo más alto su consumo en la fase de producción, con 91,72% del total (Ecopetrol, 2016). En esta fase se incluyen actividades como: vertimientos industriales, vertimientos domésticos, aguas de producción, reinyección para recobro mejorado, inyección como destino final, y vertimiento a cuerpos de agua (IDEAM, 2015).”(Mesa, Orjuela, Ortega Ramírez, & Sandoval, 2018)

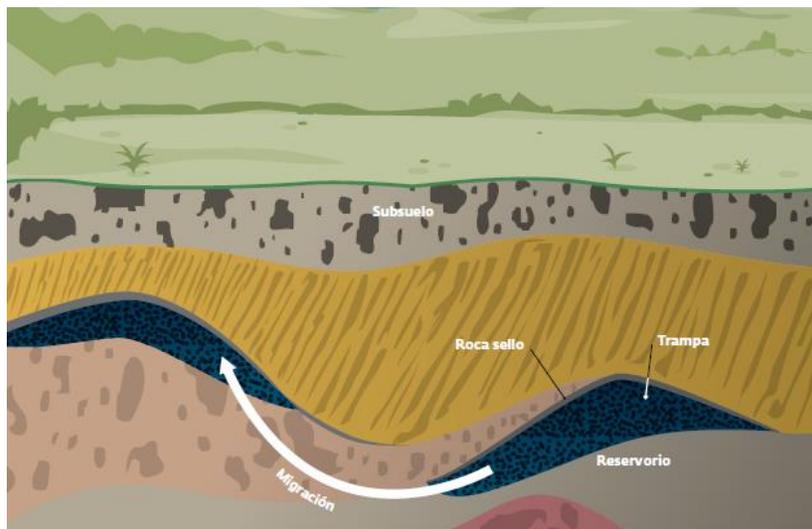
### Figura 6

*Extracción del crudo.*



*Nota:* Fuente: (HOCOL, 2021)

“El petróleo es hoy la principal fuente de energía en el mundo y puede estar en el mismo lugar donde se formó hace millones de años o haberse filtrado hacia otros lugares, llamados reservorios, entre los poros y fracturas de las capas subterráneas, en un proceso conocido como migración.” (HOCOL, 2021)

**Figura 7***Yacimiento y migración del crudo.*

**Nota:** Fuente: (HOCOL, 2021)

“La producción de petróleo, en el mes de junio de 2021 fue de 694.151 barriles promedio día, una disminución de 1,3% frente a los datos reportados en mayo pasado (703.478 bpd). Con respecto a la producción de junio de 2020 (729.905 bpd) se registró una caída de 4,9%.”(La Republica, 2021)

### 2.3 Marco conceptual

**Técnicas de ensayos no destructivos:** “procedimientos practicados a un material con el fin de que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales.”

**Ultrasonido:** “análisis que utiliza la reflexión de las ondas acústicas, para la identificación de posibles discontinuidades internas en una pieza.”

**MFL Flujo electromagnético:** “método utilizado para detectar la pérdida de la corrosión, picaduras y la pared en las tuberías metálicas alineadas.”

**Inspección visual:** “método utilizado en todas las industrias de fabricación de materiales. Se basa en la observación de discontinuidades visibles a simple vista.”

**Análisis de riesgo:** “Estudio realizado para evaluar los peligros potenciales y sus posibles consecuencias en una instalación existente o en un proyecto, con el objeto de establecer medidas de prevención y de protección.”

**Inspección basada en riesgo:** “enfoque basado en el riesgo para la priorización y planificación de las inspecciones.”

**Integridad mecánica:** “proceso de garantizar que los equipos sean fabricados con los materiales adecuados de construcción y, además, sean correctamente instalados, mantenidos y reemplazados para evitar fallas y daños ambientales.”

**Corrosión interna:** “deterioro interno del material a causa de un ataque electroquímico causado por su entorno.”

**Medidor de espesores de tuberías de producción:** “herramienta utilizada para medir el espesor del material en cuestión, y su manejo se efectúa por medio de ultrasonidos.”

## **2.4 Marco contextual**

Es importante considerar que el servicio de mantenimiento permitirá evaluar el estado actual del equipo, permitiendo conocer el grado de confiabilidad del separador de gas, por lo tanto, es de gran importancia brindar un excelente servicio del activo, puesto que las áreas de producción tienen como objetivo procurar la efectividad de sus instalaciones, cumpliendo además las actividades programadas del mantenimiento y su seguridad. El siguiente trabajo se desarrollará en el municipio de Orito, Putumayo en el área de producción ubicado en las instalaciones del sur, puesto que será una actividad de mantenimiento a realizar, y que será ejecutado de acuerdo a una planeación y procedimientos, con el propósito de realizar una ejecución segura, esto nos ayuda a obtener los datos para dicha evaluación del estado actual del separador trifásico.

## 2.5 Marco legal

Relación de las normas que establecen el cumplimiento y parámetros con el cual se debe llevar a cabo el desarrollo de este proyecto.

**Tabla 1**

*Normativa aplicada al proyecto.*

NORMATIVA	ASPECTOS
<b>API 653</b>	La norma proporciona los requisitos mínimos para la inspección, mantenimiento, modificación y reconstrucción de tanques de almacenamiento una vez en servicio. Los inspectores API 653 verifican las condiciones de uso de los tanques y garantizan la calidad de los trabajos de inspección.(API, 2014)
<b>OSHA CFR 1910.119</b>	Por la cual se establece que cada proceso desarrollado dentro de una empresa, deberá elaborar la información respectiva de los Procedimientos Operativos, escritos, con el aporte de operaciones, mantenimiento, la administración, seguridad y otros grupos según sea necesario, orientando el cumplimiento para la aplicación del estándar para la gestión de la seguridad de procesos de productos químicos altamente peligrosos. (OSHA, 2015)
<b>NTC 3777</b>	La norma técnica Colombia establece una guía para la realización de ensayos no destructivos, el cual hace referencia a procedimientos de seguridad, relacionando los tipos de materiales por inspeccionar; las técnicas de ensayo y los métodos de producción; la selección, el procesamiento, la visión y el almacenamiento de película radiográfica; el mantenimiento de registros de inspección; y una lista de documentos disponibles de información radiográfica de referencia. (ICONTEC, 1995)
<b>API RP 580</b>	El reglamento busca definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla al realizar una prueba. (Based, Rp, Ramirez, Palacios, & Jara, 2010)

**Nota:** normativa que son aplicable a tener en cuenta con los procedimientos desarrollados dentro del proyecto. Fuente: autor del proyecto. (2022)

## **Capítulo 3: Diseño metodológico**

### **3.1 Enfoque y tipo de investigación**

El presente trabajo es un tipo de investigación de aplicación tecnológica, para ello es necesario conocer la importación de este tipo de investigación la cual consiste en la caracterización de la búsqueda de soluciones a problemas del ámbito tecnológico que den respuesta a un problema concreto. Esto implica que a veces los campos de la innovación estén presentes en la investigación tecnológica. (Llamas, 2021). Contemplando en el trabajo el uso tecnológico, equipos de software actualizados, la obtención de los datos y por ello determinar la evaluación de integridad al separador general trifásico con su respectiva aplicación.

### **3.2 Población y muestra**

#### ***3.2.1 Población***

De acuerdo al entorno de la población de este trabajo se encuentra reflejado en las zonas de producción del sector de hidrocarburos en Orito, la cual permite evidenciar los respectivos procedimientos del trabajo a ejecutar.

#### ***3.2.2 Muestra***

En el contexto del trabajo el tipo de muestreo a utilizar es el sistema de separador trifásico de la cual se evaluará su estado mecánico actual en su respectiva operación.

### **3.3 Técnicas para la recolección de información.**

Es importante mencionar que la información obtenida es a través de estudios por medio de normas y recomendaciones estandarizadas nacional e internacional para la realización de estas técnicas operativas que hacen parte del mantenimiento, por medio de analizar su diagnóstico operativo actual, es necesario el uso de instrumentos como equipos de ultrasonido, MFL, piezas

de calibración, computadores. La importancia de realizar estas herramientas nos permite realizar el respectivo trabajo cumpliendo con el objetivo del proyecto.

### **3.4 Análisis de información**

Para los respectivos datos de esta información se determinarán una vez se haya aprobado el anteproyecto para la realización de esta actividad, de manera que será ejecutado en trabajo de campo, para que el análisis cumpla de forma satisfactoria y precisa una vez recolectado la información. Se registrará la zona geográfica, registros fotográficos, tabla de datos, planos, etcétera.

### **3.5 Administración del proyecto**

#### ***3.5.1 Recursos humanos***

- ✓ Samir Alejandro Urbano Andrade. Ingeniero Mecánico de la Universidad Francisco de Paula Santander. Autor del presente trabajo de grado.
- ✓ John Arévalo Toscano. Especialista e ingeniero mecánico. Director del trabajo de grado.
- ✓ Técnicos de personal y líder API. Certificados en END.

#### ***3.5.2 Recursos materiales***

Computadora, lapiceros, libreta, equipos de inspección, software, portaminas, hojas, internet, elementos de protección personal.

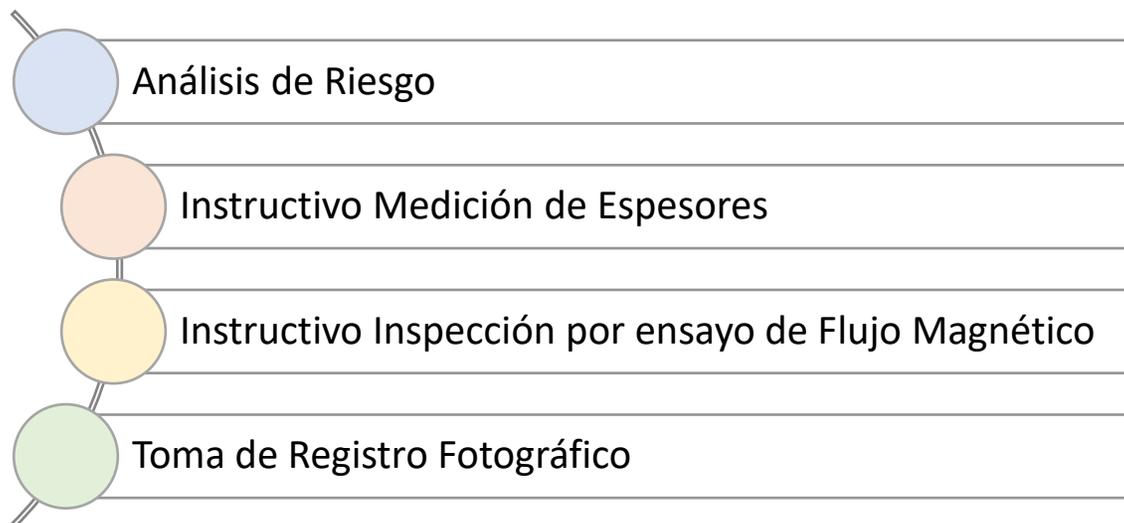
#### ***3.5.3 Recursos institucionales***

Empresa Corporación Cima, área de producción ubicada en el municipio de Orito, Putumayo como facilitador y la Universidad Francisco De Paula Santander - Ocaña como investigador.

## Capítulo 4: Análisis y resultados

### Figura 8

*Procedimientos e instructivos para realizar la inspección en campo.*



*Nota:* Fuente: autor del proyector (2022)

Proporcionar los pasos para realizar la actividad de inspección y establecer los procedimientos correctos teniendo en cuenta los estándares aplicables.

#### 4.1 Procedimiento medición de espesores por ultrasonido equipo DMS-GO

**Alcance:** Es importante trazar los requerimientos necesarios para la realización de la medición de espesores en materiales metálicos como acero, acero inoxidable y aluminio, de acuerdo a lo establecido en ASTM E 797. Especificar las condiciones para la calibración de los equipos de Ultrasonido y asegurar la correcta lectura de espesores en las piezas inspeccionadas.

Este procediendo también aplica para medición de espesores en piezas con recubrimiento.

**Responsable:** El personal que realice la inspección e interprete los resultados, debe tener las competencias necesarias para el análisis e interpretación de los mismos. Los inspectores deben cumplir con los requerimientos de la ASNT, con base a la educación, entrenamiento y experiencia previstos en la SNT – TC – 1ª.

El personal mínimo requerido para la realización de la actividad, es: 1 Técnico, 1 Inspector.

#### ***4.1.1 Normas y documentos de referencia:***

- ✓ Código ASME sección V. No destructive Examination.
- ✓ ASTM E-797. Standard Practice for Measuring Thickness by Manual Ultrasonic Pulse-Echo Contact Method.
- ✓ ASTM E-114. Standard Practice for Ultrasonic Pulse-Echo Straight-Beam Examination by the Contact Method.
- ✓ Manual de operación del Equipo.

#### ***4.1.2 Términos y definiciones***

**Ultrasonido:** Se considera el ensayo no destructivo más empleado en la inspección, sonido cuya frecuencia de vibraciones es superior al límite perceptible por el oído humano. En aplicaciones industriales es utilizado para determinar la continuidad interna de materiales, especialmente en la medición de espesores y en la localización de discontinuidades en soldaduras o material base.

**Acoplante:** Sustancia líquida que permite el paso de las ondas ultrasónicas entre la superficie del palpador y la pieza a inspeccionar.

**Corrosión:** Corrosión es el ataque destructivo de un metal por reacción química o electroquímica con su medio ambiente.

**ASTM:** American Society for Testing and Materials. Entidad que desarrolla y publica especificaciones para el uso y la producción de materiales.

**ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE:** Código que regula el diseño, construcción, mantenimiento, inspección y cuidado de calderas de poder, calderas de calentamiento, componentes de plantas nucleares, sistemas de tuberías a presión y vasijas a presión.

**SCAN A:** Es la medición de espesores con lectura en radio frecuencia, la medida es puntual.

**SCAN B:** Es la medición de espesores y la lectura en la pantalla se observa como un área transversal de la pieza inspeccionada. La medida es continua en un área de determinada longitud.

#### ***4.1.3 Equipo y Materiales***

**Equipo De Ultrasonido:** Los equipos de ultrasonido utilizados deben cumplir con los requisitos mínimos exigidos en las normas de referencia. Inspecciones realizadas con instrumentos ultrasónicos tipo pulso- eco y eco-eco equipados con control de ganancia en unidades menores a 2 dB. Rango: 5 a 500 mm, Resolución: 0.01 mm. Rango de velocidad del sonido: 2000 a 9999 m/s según el tipo de material – ver manual de operación, Temperatura de operación: -10°C a 55°C según el tipo de Palpador.

**Palpadores:** Los palpadores usados en inspección deben ser seleccionados de acuerdo a las características requeridas teniendo en cuenta la compatibilidad con el equipo y que permita tomar medidas confiables según sea la pieza inspeccionada.

Es responsabilidad del inspector y el contratista asegurar que el palpador utilizado en la inspección mida adecuadamente, la verificación se hará por medio de los bloques estándar.

**Bloques estándar:** Para la verificación de parámetros del equipo utilizaran bloques de escalerilla de acuerdo a lo estipulado en Fig. X1.1 y Fig. X1.2, de ASTM E 797, según el rango de espesores de las piezas a ser inspeccionadas.

**Acoplante:** Debe garantizar la transmisión de la onda ultrasónica como puede ser: grasa, gel, aceite mineral, metilcelulosa etc.

#### **4.1.4 Procedimiento de inspección**

A continuación, se da a conocer los requerimientos para la inspección:

La **limpieza superficial** se debe asegurar una superficie (Metal o recubrimiento) limpia y libre de sustancias que puedan afectar medición.

La **temperatura** de la pieza a inspeccionar debe estar entre 10 y 55°C. Si la temperatura es mayor se debe tener los equipos adecuados y debe tenerse en cuenta el factor de corrección de temperatura 1% por cada 55°C.

El **Acoplante** debe tener las características necesarias para permitir el paso de la onda sónica, para esto se debe utilizar el más adecuado de acuerdo a la superficie de medición, cumpliendo con los requerimientos de la norma para este producto.

**Calibración del equipo:** Se debe verificar los parámetros del equipo antes de cada inspección y se debe dejar el reporte en los formatos destinados para tal fin, este resultado deberá permanecer en poder del inspector archivado para cuando el cliente o interventor lo requiera. Este servirá para llevar la trazabilidad de los parámetros de funcionamiento del equipo.

En el momento que se detecten variaciones significativas en los valores de medición del equipo este será retirado y remplazado mientras se envía a mantenimiento especializado.

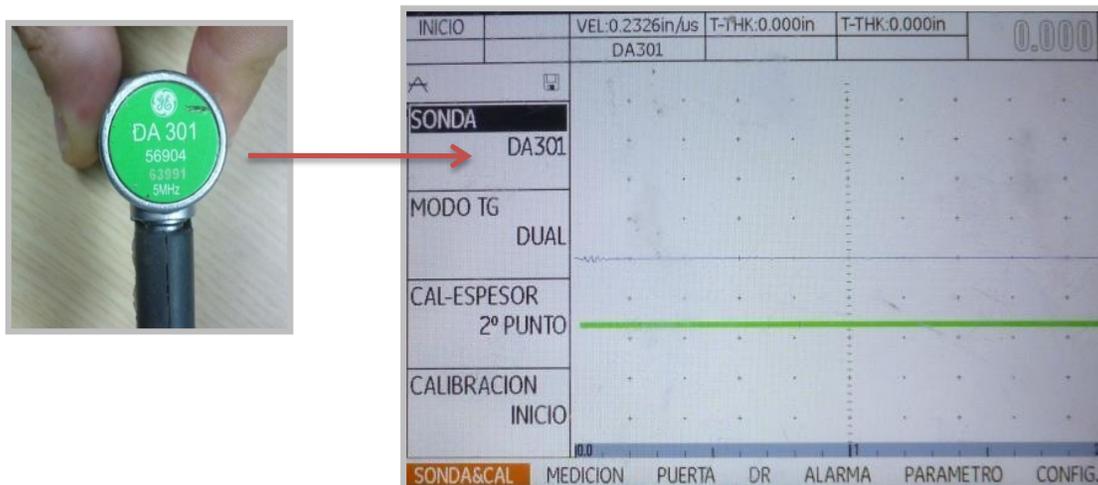
#### **4.2 Metodología de calibración del equipo**

Para iniciar la calibración del equipo se debe ubicar en la ventana SONDA&CAL. A continuación, los pasos correspondientes de calibración.

Seleccione el transductor a utilizar: asegúrese de introducir en el equipo las características del palpador a ser utilizado: principalmente Frecuencia y diámetro del transductor.

**Figura 9**

*Parámetros del palpador y selección en el menú del equipo.*



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Ajustar el Cero del Palpador:** Seleccionar modo de medición Pulso-Eco y ubique el palpador en ajustecero para verificar la medición.

**Figura 10**

*Calibración cero del equipo.*



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



- ✓ Paso 1: Ubicarse en calibración inicio moviendo el jostick a la derecha para acoplar al bloque estándar.
- ✓ Paso 2: Se acopla al bloque menor, si requiere editar de pulsa enter para editar el espesor menor.
- ✓ Paso 3: Se acopla al bloque mayor, si requiere editar de pulsa enter para editar el espesor mayor.

**Tabla 2**

*Velocidad de propagación de ondas ultrasónicas en materiales.*

Material	Velocidad de propagación	
	Metros/segundo	Pulgadas/miliseundos
Acero	5900	232.2
Acero de fundición	4500	177.1
Acero inoxidable 302	5660	222.0
Acero inoxidable 304	5752	222.5
Acero inoxidable 347	5790	227.8
Acero P/herramientas	5870	231.0
Agua	1498	59.00
Aluminio	6300	248.0
Berilio	12900	507.8
Bronce	3500	137.7
Bronce fosforoso	3530	138.0
Cadmio	2800	110.2
Hierro de fundición	4600	181.0
Caucho (Vulc)	2300	90.55
Caucho RTV	0948	37.30
Cinc	4200	165.3
Cobre	4700	185.0
Diamante	17500	68.89
Fenólico	1400	55.11
Latón (naval)	4430	174.0
Latón (amarillo 70Cu 30Zn)	4700	185.0
Magnesio	5800	228.3
Manganeso	4700	185.0
Molibdeno	6300	248.0
Neopreno	1600	62.99
Níquel	5600	220.4
Nylon	2600	102.3
Oro	3200	125.9
Plata	3600	141.7
Platino	4000	157.4
Plexiglás	2700	106.0

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Verificación de la calibración:** La verificación de la calibración se debe hacer por medio de las escalerillas patrón de acuerdo al rango de espesores que van a ser medidos, se verifica la calibración tomando un espesor mayor y uno menor al rango de espesores a ser inspeccionados.

La verificación del equipo debe registrarse en los formatos establecidos en el Sistema de Gestión Integral de la Corporación, para tener trazabilidad y control de variaciones en los parámetros.

**Figura 13**  
*Verificación de las calibraciones.*

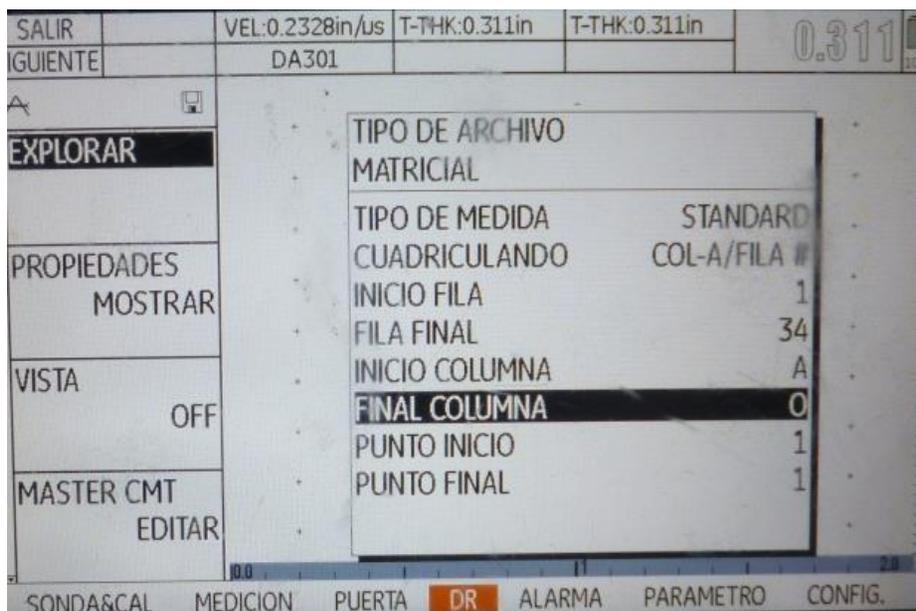


*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Almacenamiento de información:** Los datos deben ser guardados de forma permanente dentro de las herramientas de almacenamiento de cada equipo, en este caso se almacenara en GRILLAS (Matrices de almacenamiento) las cuales se guardan en la pestaña DR, opción explorar, se selecciona el sitio de almacenamiento y se escoge el tipo de archivo, llenando cada una de las

casillas correspondientes, por último se asigna el nombre de referencia y se da enter en la palabra hecho para terminar llenanlas casillas de acuerdo a los ejes que se requieran medir o al mecanismo de medición. Los datos seránalmacenados de acuerdo a los requerimientos de la inspección en Scan A o Scan B.

**Figura 14**  
Almacenamiento de información.



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Acoplante:** Durante la calibración y verificación del equipo debe asegurarse que la debidamente acoplado a las superficies. Para la selección del medio acoplante debe tenerse en cuenta la viscosidad y la superficie del Material a inspeccionar. (Tabla 1) La calibración debe realizarse con el acoplante seleccionado para realizar la inspección.

**Tabla 3**  
*Tipo de Acoplante Vs. Rugosidad Superficial*

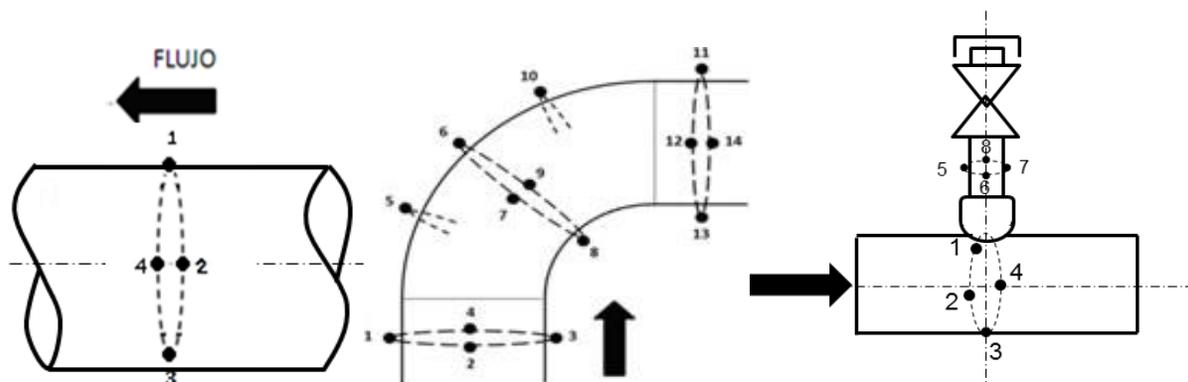
Rugosidad superficial (RA in)	Equivalente a la viscosidad del acoplante
0 a 100	Aceite motor SAE 10
50 a 200	Aceite motor SAE 20
80 a 600	Glicerina
100 a 400	Aceite motor SAE 30

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

Se debe garantizar que la superficie del material a inspeccionar está cubierta de acoplante suficiente para permitir la transmisión y recepción de la señal ultrasónica.

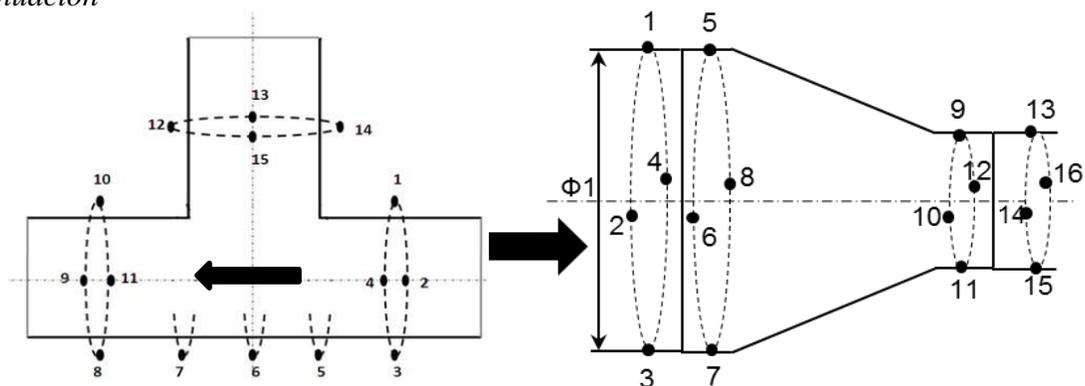
### 4.3 Esquemas de inspección

**Figura 15**  
*Esquema de tubería.*



*Nota:* Fuente. Formato para registro de cmls en tubería y accesorios.

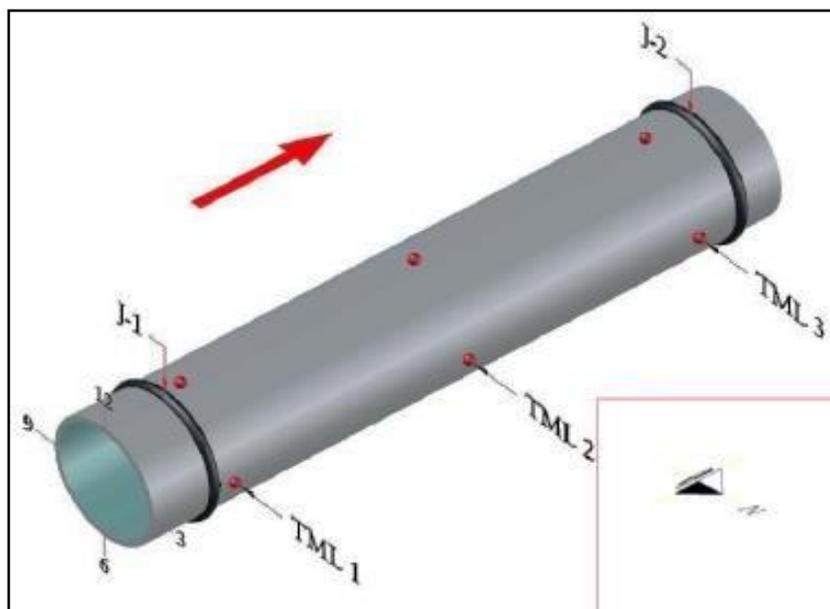
**Figura 15**  
Continuación



**Nota:** Fuente. Formato para registro de cmls en tubería y accesorios.

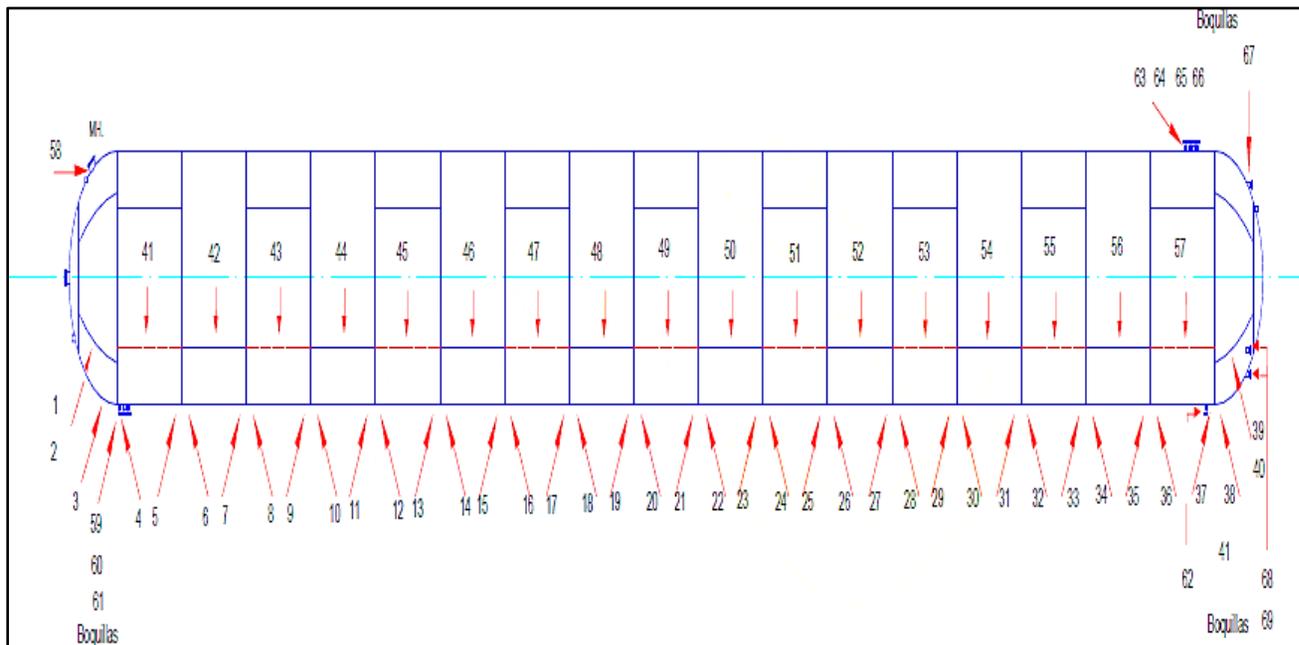
El reporte de Inspección se debe acompañar de un mapa de ubicación de los puntos en los cuales se ha hecho la medición (TMLs). Solo si aplica tomar georreferenciación GPS submétrico y registrar en el reporte de acuerdo a los requerimientos del cliente.

**Figura 16**  
Mapa de ubicación de la medición (TMLs).



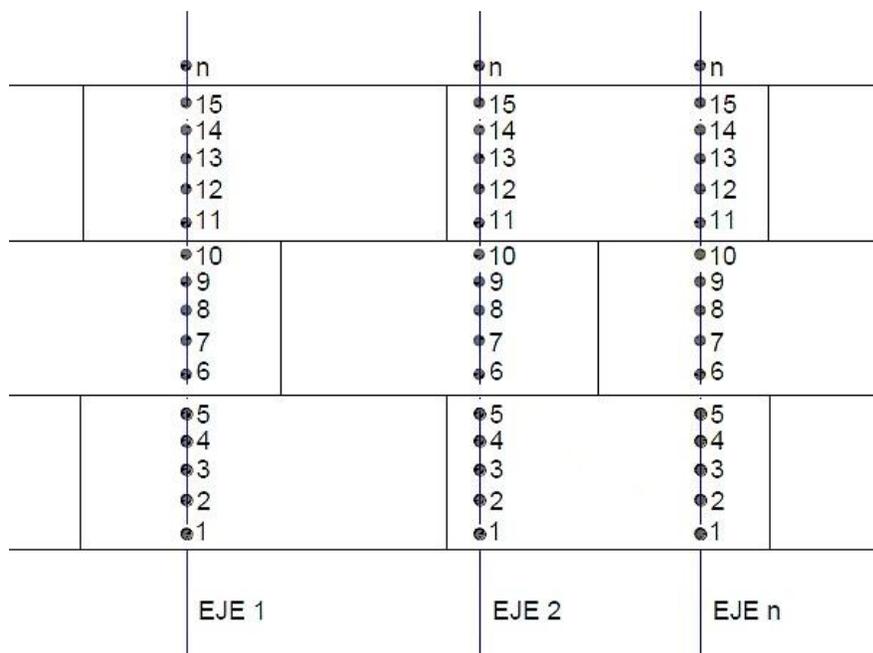
**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Figura 17**  
*Esquema de Recipientes a Presión.*



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Figura 18**  
*Esquema para tomar medición de espesores.*



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

#### **4.4 Instructivo inspección por ensayo de flujo magnético para líneas O TK – MFL**

**Alcance:** Explicar paso a paso el funcionamiento del equipo con el fin de determinar la presencia de pérdida de material por corrosión en el piso del tanque mediante la utilización de la técnica MFL.

**Responsable:** Personal certificado y calificado NIVEL II UT y MT, Ingeniero Inspector y profesional en entrenamiento.

##### **4.4.1 Términos y Definiciones**

**Fuga de Flujo Magnético (MFL):** Esta herramienta utiliza poderosos magnetos los cuales se encargan de generar un campo de flujo magnético longitudinal en toda la circunferencia del tanque y a través del espesor de la pared del tanque. Un defecto que produzca pérdida de metal tiende a perturbar el campo magnético causando que el flujo se fugue a través del fondo. La pérdida del flujo puede ser detectada por sensores y grabada en dispositivos de almacenamiento. La cantidad de flujo perdido es proporcional al volumen de la pérdida de metal.

**Flujo Magnético:** Evalúa la corrosión por picado y otros defectos. Se aplica a fondos de tanques y materiales metálicos. Es una prueba rápida y se escanea el área total del fondo a excepción de las áreas próximas a la pared o zonas donde los obstáculos físicos limitan el desempeño del dispositivo que realiza la inspección.

**Equipo Falcón:** está basado en la técnica de ensayo no destructivo, conocida como técnica electromagnética de baja frecuencia (LFET). El equipo Falcón puede realizar los barridos de inspección a través de recubrimientos y capas de óxido fuertemente adheridas al fondo. Además, es capaz de detectar defectos de pérdida de material en la zona térmicamente afectada en las soldaduras de solape de las chapas del fondo.

**Sensor Portátil “Falcón 2000 Junior”:** Con base plana 4” (102mm) de ancho. Se usa en aplicaciones donde el sensor “Falcón 2000 Sénior” no tiene acceso. (Como compuertas, tapas, anillos, áreas debajo de radiadores de aceite, etc.) Incluye extensión de 16’, 16 sensores, y 16 canales, “Multiplexed” con presentación de 16 LED.

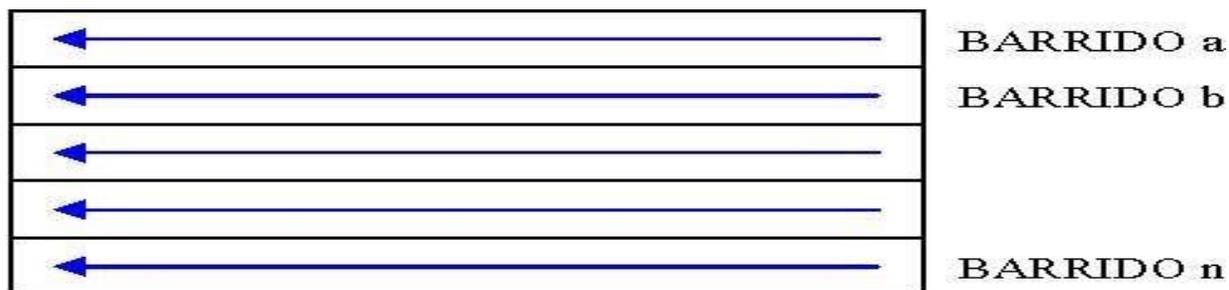
**Programa de Operación “WinTank”:** Consiste en un programa de recopilación y análisis de datos, en “Tiempo Real”. Simulador en 3 dimensiones para espesor de pared y picaduras.

#### 4.4.2 Equipos Y Materiales

1. Equipo Tes Tex Falcon Mark 2000
2. Sistema electrónico: Consta de 64 sensores / 32 canales.
3. Sensor principal de piso (Falcón 2000 Sénior): Multiplexed para 32 canales LED, 13 pulgadas de cobertura.
4. Cámara fotográfica
5. Marcador de metal

#### Figura 19

*Secuencia de Barrido por la técnica MFL.*



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 4**  
*Requisitos y precondiciones*

No.	REQUISITOS Y PRECONDICIONES
1	Diligenciar el análisis de riesgos, el permiso de trabajo y los certificados de apoyo que correspondan.
2	Comprobar que los ejecutores de la actividad posean los conocimientos y capacidades necesarias para realizar la inspección con MFL.
3	Realizar una inspección herramientas a utilizar. pre-operacional y de los equipos.
4	Realizar la debida inspección y señalización del área a intervenir.
5	Utilizar los elementos de protección personal necesarios teniendo en cuenta los peligros propios del área y de la actividad a ejecutar.
6	Realizar el monitoreo de la atmósfera en el tanque con el equipo detector de gases (calibrado).
7	Contar con un extintor en el área de trabajo.
8	Disponer del botiquín de primeros auxilios en el área de trabajo.
9	Contar con una camilla en el área de trabajo.
10	Contar con las fichas de seguridad de las sustancias químicas y/o acoplante a utilizar y/o manipular.
11	Conocer y divulgar el plan de emergencia.

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 5***Desarrollo de inspección por ensayo de flujo magnético*

No.	ACTIVIDAD	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
1	Antes de iniciar una nueva inspección cerciorarse de que los archivos C: Falcon y C: Plate se encuentran vacíos.		En el programa WINTANK
2	Seleccionar system ID=0		
3	Seleccionar directorio en el cual se grabarán los barridos		
4	Completar datos de planta, locación y unidad a inspeccionar.		
5	Calibrar equipo de acuerdo al espesor de lámina a inspeccionar	Ingeniero inspector/ técnico inspector	<p>Tener en cuenta:  Frecuencia = 10Hz +/- 2  Level = Low  Gain = 20 +/- 5, está relacionada con el threshold, las barras amarillas no deben superar la línea de referencia  Time: depende del tiempo que calcule en realizar un barrido sin interrupciones.  Amplitud = 1200 +/- 300  Phase: depende de la altura de los picos de las indicaciones  Si utiliza el senior debe seleccionarse 32 channels, si utiliza el junior deben seleccionarse 16 channels.</p>
6	La lamina de calibración debe soportarse en el piso sobre dos palos de madera que la aíslen electromagnéticamente.	Ingeniero inspector/ técnico inspector	<p>El barrido de calibración debe realizarse muy lentamente con el fin de definir correctamente las tres indicaciones correspondientes a las pérdidas de espesor del 30, 45 y 60%.</p>

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 5**  
*Continuación*

No	ACTIVIDAD	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
7	Para grabar el barrido se debe teclear barra espaciadora al inicio y al final del barrido, asegurarse de que el nombre del archivo sea 0-1-1.	Ingeniero inspector/ técnico inspector	0 = Número de lámina 1 = Número de columna 1 = Número de corroída
8	Clic derecho, opciones, calibración: seleccionar espesor de lámina en milímetros, completar con los datos de fase para los porcentajes de 30, 45 y 60% que se midieron en la lámina de calibración. OK, Clic derecho, system, save, OK.	Ingeniero inspector/ técnico inspector	
9	Ajustar la escala de fase hasta el valor equivalente al 60%. Posicionarse en el punto cero de la lámina 1, encender encoder (Ctrl+E), verificar unidades y fijar alarma de velocidad.	Ingeniero inspector/ técnico inspector	
10	La superficie deberá estar completamente limpia, exenta de grasa, aceites, salpicaduras, escorias o cualquier otra característica que pueda afectar la sensibilidad del método y la movilidad del scanner. Si la superficie tiene recubrimiento, se debe asegurar que se encuentre en buenas condiciones.		Preparación de superficies

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 5**  
*Continuación*

No	ACTIVIDAD	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
11	<p>Para el caso de la inspección de fondos de tanques de almacenamiento, el inspector debe verificar la distancia de separación de los sensores a la lámina, para esto se ayudará de una lámina de polímero de 1.6mm de espesor o de 3 mm, colocándola debajo de los sensores y posteriormente ajustando las llantas, de tal forma que se asegure que la altura sea homogénea en toda su extensión.</p>		Separación entre sensores y superficie
12	<p>Para la ejecución de este procedimiento se utilizará una línea de voltaje 110/220 VAC o una batería de 12 VDC / 17Ah. La vida de la carga de la batería es de 10 horas y el tiempo de carga debe ser de 12 horas.</p>		Tipo de corriente
13	<p>El inspector se debe asegurar que la velocidad de barrido se encuentre en un rango entre 15-20 feet (4.5 – 6m) por minuto.</p>		Velocidad de Barrido
14	<p>El sensor debe desplazarse manualmente a lo largo de la superficie exterior de la lámina, el inspector debe mantener una velocidad constante durante el barrido. Para asegurar una inspección del 100% del área de la lámina, se debe seguir la secuencia mostrada en la Figura 1. El barrido se realiza siempre en una sola dirección para asegurar la distancia exacta al punto de referencia a la que se encuentra una discontinuidad. (Si se utilizan dos o más direcciones de barrido y no se asigna un punto de referencia en cada uno de ellos no habrá información confiable al bajar los datos del equipo.)</p>	Ingeniero inspector/ técnico inspector	Barrido para Fondos de Tanques

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 5**  
*Continuación*

No	ACTIVIDAD	RESPONSABLE	OBSERVACIONES
15	En áreas inaccesibles alrededor del fondo, como patas de soportado, sumideros, láminas anulares periféricas, zonas bajo serpentines de calentadores, etc..., se debe utilizar el Falcon Júnior.	Ingeniero inspector/ técnico inspector	
16	Cuando se complete cada barrido y si se presentaron indicaciones relevantes, el inspector podrá repasar el scanner sin grabar, para ubicar las indicaciones que serán examinadas por ultrasonido.	Ingeniero inspector/ técnico inspector	
17	Reportar y evaluar los datos obtenidos.	Ingeniero inspector	
18	El inspector debe ver los datos colectados en la pantalla en tiempo real a medida que se realiza la inspección. Se deben marcar con pintura (marcador de metal) las indicaciones detectadas por el equipo para posteriormente ser verificadas y evaluadas. Si después de una segunda verificación el inspector considera relevante la indicación se debe realizar un ensayo suplementario de UT. Se deben guardar los registros arrojados por el software, para luego ser analizados e interpretados por el inspector calificado. La evaluación de las indicaciones se hará de acuerdo a los criterios de aceptación y rechazo para espesores de pared dados en los códigos: Para Fondos de Tanques: Se tomarán los criterios dados en el código API STD 653 (Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction) Métodos suplementarios utilizados.		Las discontinuidades serán interpretadas por el nivel II en UT y MT.

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

## **4.5 Instructivo toma de registro fotográfico**

El propósito de este instructivo es definir las precauciones requeridas y los pasos básicos para la toma de los registros fotográficos, con el fin de que puedan ser usados oportunamente como evidencia objetiva de los ensayos y actividades realizadas.

### **4.5.1 Definiciones Y Abreviaturas**

**Registro:** Documento (Fotografía) que presenta resultados obtenidos o proporciona evidencia de actividades desempeñadas.

**Identificación:** Forma en la cual se nombra o reconoce un registro.

**Cámara fotográfica Digital:** Dispositivo electrónico utilizado con el mismo fin que una cámara fotográfica o filmadora, pero con tratamiento y almacenamiento digital de la imagen que captura.

Miden la resolución de imagen en megapíxeles, una de las medidas utilizada para valorar una cámara digital. Las cámaras digitales suelen utilizar tarjetas de memoria para almacenar las imágenes, videos y sonidos que captura. Los formatos de tarjetas de memoria más usados en cámaras digitales son los SmartMedia, los CompactFlash y los Memory Stick. Algunas cámaras, especialmente las de video, utilizan discos rígidos y/o discos ópticos para el almacenamiento.

**Fotografía Digital:** La fotografía digital consiste en la obtención de imágenes mediante una cámara oscura, de forma similar a la Fotografía química. Sin embargo, así como en esta última las imágenes quedan grabadas sobre una película fotosensible y se revelan posteriormente mediante un proceso químico, en la fotografía digital las imágenes son capturadas por un sensor electrónico que dispone de múltiples unidades fotosensibles, las cuales aprovechan el efecto

fotoeléctrico para convertir la luz en una señal eléctrica, la cual es digitalizada y almacenada en una memoria.

#### 4.5.2 Equipos y/o Materiales

- ✓ Cámara Fotográfica
- ✓ Detector de Atmosferas Peligrosas
- ✓ Equipo de Comunicación.

**Tabla 6**

*Desarrollo de la toma de registro fotográfico*

Nº	ACTIVIDAD	RESPONSABLE	OBSERVACIONES	REGISTRO
1	<p>Acciones Preliminares:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Realizar una inspección visual previa en el área de trabajo; en caso de encontrar condiciones inseguras realizar el reporte de inmediato y evaluar la ejecución de la actividad.</li> <li>✓ Realizar el monitoreo de la atmósfera en el área de trabajo con el equipo detector de gases debidamente calibrado.</li> </ul> <p>Toma de Registro Fotográfico:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Verificar la carga de la batería de la cámara.</li> <li>✓ Verificar que la fecha de registro de la fotografía este activado.</li> </ul>	<p>Ingeniero Inspector, Prof. Entrenamiento Frontal HSE</p>	<p>Realizar el monitoreo periódicamente.</p>	
2	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Realizar el enfoque y acercamiento que se requiera para obtener una calidad adecuada de imagen.</li> <li>✓ Realizar la captura de la foto.</li> <li>✓ Verificar el registro fotográfico y asegurarse de registrar las notas que correspondan a la identificación del sitio correspondiente.</li> </ul>	<p>Ingeniero Inspector, Prof. Entrenamiento Frontal HSE</p>		<p>Fotografías anexas a los informes</p>

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 7**

*Identificación de Peligros, Riesgos y Controles al Inspeccionar – Salida de campo.*

**PASO 1.****Transporte de personal, hacia y desde el área de trabajo.**

PELIGRO	RIESGO	CONTROLES	RESPONSABLES
Animales en la vía. Exceso de velocidad.	- Colisiones con semovientes -Tránsito: volcamientos, colisiones, varadas, daños a los vehículos, lesiones en tejido blando, fatalidades.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Capacitar al conductor en manejo defensivo.</li> <li>✓ Respetar las normas de tránsito y seguridad vial establecidas.</li> <li>✓ Realizar la inspección pre-operacional del vehículo y diligenciar el formato correspondiente.</li> <li>✓ Realizar inspección de la vía y los obstáculos presentes en el área de trabajo.</li> <li>✓ Utilizar los cinturones de seguridad tanto en las sillas delanteras como en las traseras.</li> <li>✓ Comunicación continua con las autoridades viales.</li> </ul>	Gestor del proyecto Ingeniero Inspector/ Prof. En Entrenamiento
Riesgo Público: Manifestaciones	Cierres viales, conflicto armado, atracos, secuestros.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Capacitación al personal sobre riesgo público y su prevención.</li> <li>✓ Relaciones cordiales con la comunidad mediante reuniones periódicas.</li> <li>✓ Descansar las horas adecuadas al finalizar la jornada laboral.</li> </ul>	Gestor del proyecto Ingeniero Inspector/ Profesional en Entrenamiento
Psicosocial	Agotamiento físico, monotonía, estrés.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Realizar pausas durante la jornada.</li> <li>✓ Adoptar posiciones ergonómicas</li> </ul>	Gestor del proyecto Ingeniero Inspector/ Técnico Inspector

**CONTROLES GENERALES**

1. Contar con los equipos básicos para atención de emergencia en campo: botiquín, extintor, y demás requeridos.
2. En caso de emergencia activar el MEDEVAC el cual debe ser divulgado al personal.

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 7**  
*Continuación*

**PASO 2.**

**Desarrollo de la Actividad de Inspección – ejecución en campo**

<b>PELIGRO</b>	<b>RIESGO</b>	<b>CONTROLES</b>	<b>RESPONSABLES</b>
Presencia de animales, virus.	Picaduras, mordeduras, alergias.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Realizar inspección visual al área para identificar presencia de animales.</li> <li>✓ Capacitar al personal en prevención de Riesgo Biológico: picaduras y mordeduras.</li> <li>✓ Asegurar que se cuente con antiofídico en los centros médicos cercanos.</li> </ul>	Gestor del proyecto Ingeniero Inspector/ Profe. Entrena.
Superficies irregulares	Golpes, caídas, esguince.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Realizar inspección visual al área para identificar, las superficies irregulares, resbalosas o pantanosas y señalar las mismas.</li> </ul>	Ingeniero Inspector/ Profe. Entrena.
Biomecánico	<p>Posturas inadecuadas, movimientos repetitivos.</p> <p>Sobre esfuerzos, dolores musculares, fatiga, lesiones osteomusculares en miembros superiores y/o inferiores.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Adoptar posiciones ergonómicas, realizar pausas activas durante la ejecución de la actividad para disminuir el impacto ergonómico generado por las posturas propias de la actividad en la zona lumbar.</li> </ul>	Ingeniero Inspector/ Profe. Entrena.
Físico a altas temperaturas, superficies calientes	Quemaduras y lesiones cutáneas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Usar lo elementos de protección personal para evitar el contacto con las superficies calientes por rayos solares y/o producto de la operación en la tubería.</li> </ul>	Ingeniero Inspector/ Profe. Entrena.

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 7**  
*Continuación*

<b>PELIGRO</b>	<b>RIESGO</b>	<b>CONTROLES</b>	<b>RESPONSABLES</b>
Físico a exposición a radiación solar, radiaciones no ionizantes.	Golpe de calor, quemaduras superficiales en la piel.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empleo adecuado de los elementos de protección personal, la ropa de dotación y capuchones suministrados por la corporación con el fin de disminuir el contacto directo con los rayos solares, uso de bloqueador solar durante la jornada y salidas periódicas para hidratarse durante la jornada.</li> </ul>	Ingeniero Inspector/ Profe. Entrena.
Mecánico: Manipulación inadecuada de equipo y/o equipo en mal estado.	Machucones, laceraciones en tejido blando.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Concentración durante la realización de la actividad;</li> <li>✓ Verificación de idoneidad de los profesionales que ejecutaran la actividad.</li> <li>✓ Uso de Guantes durante la instalación del equipo.</li> </ul>	Ingeniero Inspector
Presencia de vapores orgánicos, gases ácidos, gases combustibles e inflamables.	-Incendios, explosiones, Enfermedades laborales, alergias, -Fatiga respiratoria, desmayos, asfixia, golpe de calor.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Realizar el respectivo y monitoreo continuo de atmosfera.</li> <li>✓ Realizar salidas periódicas del equipo a inspeccionar, contar con compañero apoyo durante la ejecución de la actividad.</li> </ul>	Ingeniero Inspector/ Profe. Entrena.

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 8***Requisitos y condiciones HSE*

No.	REQUISITOS Y PRECONDICIONES
1	Diligenciar el análisis de riesgos, el permiso de trabajo y los certificados de apoyo que correspondan.
2	Comprobar que los ejecutores de la actividad posean los conocimientos y capacidades necesarias para realizar la toma de espesores a la línea, tanque y/o equipo.
3	Realizar una inspección pre-operacional de los equipos y herramientas a utilizar.
4	Realizar la debida inspección y señalización del área a intervenir.
5	Utilizar los elementos de protección personal necesarios teniendo en cuenta los peligros propios del área y de la actividad a ejecutar.
6	Realizar el monitoreo de la atmósfera en el área de trabajo con el equipo detector de gases (calibrado).
7	Contar con un extintor en el área de trabajo.
8	Disponer del botiquín de primeros auxilios en el área de trabajo.
9	Contar con una camilla en el área de trabajo.
10	Contar con las fichas de seguridad de las sustancias químicas que se requieran emplear.
11	Conocer y divulgar el plan de emergencia y rescate si aplica.
12	Realizar la inspección de todos los equipos contra caídas que se deban usar tales como arnés, eslingas, cuerdas, poleas dobles, mosquetones, polea sencilla, stop, ocho de rescate, Cintas tubulares, Casco para rescate, Tie Off, Gri gri, y demás equipo que se considere necesario emplear de acuerdo a las condiciones del área.

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

### **Evaluación de integridad mecánica**

Una Inspección On Stream bajo norma API 510 fue completada en la vasija de la referencia. La inspección fue conducida de acuerdo con los criterios del cliente en los END, los cuales incluyeron la examinación mediante las técnicas de, Inspección Visual y Ultrasonido Industrial.

El siguiente es un reporte detallado de la inspección, incluyendo los hallazgos y recomendaciones.

---

## **INFORME FINAL DE INSPECCIÓN DE RECIPIENTES A PRESION – SEPARADOR GENERAL TRIFÁSICO**

---

### **CONTENIDO**

OBJETIVOS DOCUMENTOS DE REFERENCIA

PRACTICA SEGURA

PERSONAL DE INSPECCION

INFORMACIÓN DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

PLAN DE INSPECCION HALLAZGOS RELEVANTES EVALUACION DE ESPESORES

CONCLUSIONES RECOMENDACIONES

ANEXOS

**Tabla 9**

*Informe final de inspección de recipientes a presión – separador general trifásico*

---

## INFORME FINAL DE INSPECCIÓN DE RECIPIENTES A PRESION – SEPARADOR GENERAL TRIFÁSICO

---

### OBJETIVOS

Evaluar la condición mecánica y de corrosión actual de la vasija, para determinar su aptitud y disponibilidad para el servicio y operación de acuerdo a lo establecido en API 510.

### DOCUMENTOS DE REFERENCIA

**API 510. TENTH EDITION, MAY 2014.** Pressure Vessel Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration

**API Recommended Practice 571,** Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry

**API Recommended Practice 572,** Inspection of Pressure Vessels

**API Standard 579-1/ASME FFS-1,** Fitness-For-Service

**API Recommended Practice 580,** Risk-Based Inspection

**API Recommended Practice 581,** Risk-Based Inspection Methodology

**ASME Boiler and Pressure Vessel Code,** Section II: Materials

**ASME Boiler and Pressure Vessel Code,** Section V: Nondestructive Examination

**ASME Boiler and Pressure Vessel Code,** Section VIII: Rules for Construction of Pressure Vessels; Division 1

**Especificaciones técnicas del contrato**

### PRACTICA SEGURA

Se realizó la evaluación de riesgos potenciales a los que estaban expuestos el personal de inspección.

Como documento de soporte de esta actividad se presentó el respectivo Análisis de Riesgo (AR), dentro de las condiciones evaluadas se pueden destacar:

- ✓ El estado de limpieza de la vasija.
- ✓ La no presencia de elementos que presentan riesgos de caída.
- ✓ Trabajo en alturas.

### PERSONAL DE INSPECCIÓN

No	NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	PERFIL
1	Samir Urbano	Profesional	Inspector
2	Rene Nofuya	Técnico	Nivel II UT
3	Davidson Villota	Profesional	Inspector

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 10**  
*Información de diseño y construcción*

INFORMACIÓN DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN		
	FECHA INSPECCION	3/10/2021
INFORMACIÓN GENERAL DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN		
PROPIETARIO / USUARIO	ECOPETROL S.A.	
EQUIPO	SEPARADOR GENERAL TRIFÁSICO	
TIPO DE VASIJA	HORIZONTAL	
TAG / No CAPITAL	49500015-5027227	
PLANTA	SUR ORITO	
TIPO DE INSPECCION	ON STREAM	
CÓDIGO DE CONSTRUCCIÓN	ASME SEC VIII DIV 1	
SERVICIO	CRUDO-AGUA-GAS	
CONSTRUCTOR	SOUTHLAND STEEL CO	
FECHA CONSTRUCCIÓN	1/10/1970	ASUMIDA
CAPACIDAD NOMINAL	756,43 BBL	
TRATAMIENTO POST SOLDADURA	NONE	
LONGITUD (PIES)	12,0	
DIÁMETRO NOMINAL (PULG)	38,9	
MAWP SHELL SIDE (PSI)	125	
MAWP TUBE SIDE (PSI)		
MDMT °F		
PRESION PRUEBA HIDROSTÁTICA	188	
TOLERANCIA A CORROSIÓN		
ESFUERZO MÁX ADMISIBLE CUERPO	17100	ESFUERZO MÁX ADMISIBLE CAP 17100
EFICIENCIA DE JUNTA	1	
COMPONENTE	ESPECIFICACIÓN	ESPESOR (IN)
CUERPO	SA 515 GR 70	0,375
CAP	SA 515 GR 70	0,500

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 11**  
*Plan de inspección*

**INFORME FINAL DE INSPECCIÓN DE RECIPIENTES A PRESION – SEPARADOR  
GENERAL TRIFÁSICO**

**PLAN DE INSPECCION**

Ya identificados los mecanismos de daño, se procede a establecer el plan de inspección del equipo, teniendo en cuenta: El componente o parte a evaluar, el modo de daño, los ensayos a realizar, que tengan la capacidad de detectar tales daños y las extensiones en donde se deben hacer.

<b>EQUIPO:</b>	SEPARADOR GENERAL TRIFÁSICO					
<b>TIPO DE INSPECCION:</b>	ON STREAM					
<b>PLAN DE INSPECCIÓN</b>						
<b>PARTE</b>	<b>MODO DE DAÑO</b>	<b>ENSAYOS A REALIZAR</b>	<b>EXTENSIONES</b>	<b>REQ DE LIMPIEZA</b>	<b>REQ PRESIÓN, REPARACIONES Y ACCESO</b>	<b>REGISTRO DE INFORMACION</b>
<b>BASES</b>	Grietas, destornillamientos en concreto	IV	100%	NA	NA	
	Corrosión en concreto, calcinación	IV	100%	NA	NA	
<b>SOPORTES Y ANCLAJES</b>	Corrosión	IV	100%	NA	NA	
	Defectos de soldadura	IV	100%	NA	NA	
	Deformaciones, daños mecánicos y desgaste.	IV	100%	NA	NA	
<b>SISTEMA DE RECUBRIMINET O</b>	Agrietamiento, ampollas.	IV	100%	NA	NA	
	Pérdida de puntual y general	IV	100%	NA	NA	
<b>CUERPO</b>	Corrosión exterior	IV	100% Exterior	NA	NA	
	Deformación y daños mecánicos	IV	100%	NA	NA	

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 11**  
*Continuación*

<b>EQUIPO:</b>		<b>SEPARADOR GENERAL TRIFÁSICO</b>				
<b>TIPO DE INSPECCION:</b>		<b>ON STREAM</b>				
<b>PLAN DE INSPECCIÓN</b>						
<b>PARTE</b>	<b>MODO DE DAÑO</b>	<b>ENSAYOS A REALIZAR</b>	<b>EXTENSIONES</b>	<b>REQ DE LIMPIEZA</b>	<b>REQ PRESIÓN, REPARACIONES Y ACCESO</b>	<b>REGISTRO DE INFORMACION</b>
<b>CAPS</b>	Corrosión exterior	IV	100% Exterior	NA	NA	
	Corrosión interior	UT Scan A	Determinado por el inspector	NA	NA	
	Grietas y otro mecanismo en soldaduras	IV	100%	NA	NA	
	Deformación y daños mecánicos	IV	100%	NA	NA	
<b>BOQUILLAS</b>	Corrosión exterior	IV	100%	NA	NA	
	Corrosión interior	UT Espesores	Determinado por el inspector	NA	NA	
	Grietas y otro mecanismo en soldaduras	IV	100%	NA	NA	
	Deformación y daños mecánicos	IV	100%	NA	NA	

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 12***Lista de chequeo para la inspección de recipientes a presión*

**ANEXO 1.**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA LA INSPECCION DE RECIPIENTES A PRESIÓN**

<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>SI /NO N/A</b>	<b>OBSERVACION</b>
<b>1</b>	<b>ESCALERAS, BARANDAS, PLATAFORMAS</b>	<b>N/A</b>	
1.1	La construcción cumple con lo establecido en el código de construcción y/o OSHAS		
1.2	Se observan pérdidas de espesor debido a corrosión en los elementos estructurales.		
1.3	Se observan daños mecánicos en los elementos.		
1.4	Presenta deformaciones en los elementos.		
1.5	Se observan grietas u otro mecanismo de deterioro en las soldaduras.		
1.6	La escalera se encuentra soldada directamente a la vasija		
<b>2.</b>	<b>BASES EN CONCRETO</b>	<b>N/A</b>	
2.1	Hay evidencia de asentamiento de la fundación		
2.2	Se observan grietas		
2.3	Hay evidencia de corrosión en concreto, calcinación u otro mecanismo de deterioro en acero de refuerzo		
<b>3</b>	<b>SOPORTES EN ACERO</b>		
3.1	Se observan pérdidas de espesor debido a corrosión en los elementos estructurales.	<b>NO</b>	
3.2	Se observan daños mecánicos en los elementos.	<b>NO</b>	
3.3	Presenta deformaciones en los elementos.	<b>NO</b>	
3.4	Se observan grietas u otro mecanismo de deterioro en las soldaduras.	<b>NO</b>	
<b>4.</b>	<b>ANCLAJES</b>	<b>NA</b>	
4.1	Se observa adecuada instalación de los anclajes. Cumplen con el llenado de tuercas.		
4.2	Presentan corrosión, roturas, deformaciones o desgaste que afecten su integridad.		
<b>5.</b>	<b>SISTEMA DE RECUBRIMIENTO</b>	<b>N/A</b>	
5.1	Se observa deterioro y/o pérdida de alguna capa		
5.2	Se observan grietas, ampollas y/o desprendimientos localizados.		

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 12**  
*Continuación*

**ANEXO 1.**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA LA INSPECCION DE RECIPIENTES A PRESIÓN**

ITEM	DESCRIPCION	SI /NO N/A	OBSERVACION
<b>6.</b>	<b>ESPESORES</b>		
6.1	Los espesores del cuerpo se encuentran dentro de los límites establecidos en API 510.	SI	
6.2	Los espesores de los caps se encuentran dentro de los límites establecidos en API 510.	SI	
<b>7</b>	<b>CUERPO DE LA VASIJA</b>		
7.1	Se observan picaduras u otro tipo de corrosión en la superficie.	NO	
7.2	Se observan daños mecánicos	NO	
7.3	Presenta deformaciones y/o abolladuras.	NO	
7.4	Se observan grietas u otro mecanismo de deterioro en las soldaduras.	NO	
7.5	Se observan elementos estructurales soldados directamente	NO	
<b>8</b>	<b>CAPS DE LA VASIJA</b>		
8.1	Se observan picaduras u otro tipo de corrosión en la superficie.	NO	
8.2	Se observan daños mecánicos	NO	
8.3	Presenta deformaciones y/o abolladuras.	NO	
8.4	Se observan grietas u otro mecanismo de deterioro en las soldaduras.	NO	
8.5	Se observan elementos estructurales soldados directamente	NO	
<b>9</b>	<b>BOQUILLAS Y BRIDAS</b>		
9.1	Las soldaduras se encuentran libres de fugas debidas a grietas o corrosión.	SI	
9.2	Se observa corrosión u otro tipo de daño en los elementos que la componen	SI	
9.3	El área de sello presenta pérdidas de espesor debido corrosión u otro tipo de daño	NO	
9.4	Cumplen con los límites de espaciamento establecido en ASME SECC VIII DIV I.	SI	
9.5	Los espesores se encuentran por encima de lo establecido en ASME Sección VIII DIV I.	SI	
9.5	Las penetraciones se encuentran adecuadamente reforzadas.	SI	
9.6	Las tuercas y espárragos presentan algún tipo de deterioro y/o inadecuada instalación	NO	
9.7	Se observan tensiones irregulares o aflojamientos	NO	

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 12**  
*Continuación*

**ANEXO 1.**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA LA INSPECCION DE RECIPIENTES A PRESIÓN**

ITEM	DESCRIPCION	SI /NO N/A	OBSERVACION
<b>10</b>	<b>COUPLINGS</b>	<b>N/A</b>	
10.1	Las soldaduras se encuentran libres de fugas debidas a grietas o corrosión.		
10.2	Las condiciones mecánicas y de corrosión de las roscas de los couplings son aceptable.		
<b>11</b>	<b>DISPOSITIVO DE ALIVIO</b>		
11.1	No se observa corrosión, daños mecánicos u otro tipo de daño que afecte la integridad del dispositivo. El dispositivo se encuentra correctamente instalado.	NO	
11.2	No se observan obstrucciones, válvulas, etc. Que puedan impedir el funcionamiento del dispositivo de alivio El set pressure se encuentra apropiadamente establecido	NO	
11.3	y marcado. Cumple con lo establecido en ASME Sección VIII División I.	NO	
11.4	No hay indicios de fuga en la superficie de la válvula.	NO	
<b>12</b>	<b>DIQUES Y DRENAJES</b>	<b>N/A</b>	
12.1	El dique cumple con la capacidad de contención		
12.2	Se observan grietas, destornillamientos u otro tipo de deterioro del dique		
12.3	Se observa vegetación en el patio u otros elementos inflamables		
12.4	Los canales de drenajes presentan obstrucción		
12.5	Los drenajes operan correctamente		
<b>13</b>	<b>ESTADO DEL AISLAMIENTO TERMICO</b>	<b>N/A</b>	
13,1	Se observan deterioro o roturas del foil		
13,2	Se observan perdidas del foil y/o el aislamiento		
13,3	Se observa deterioro de las zonas de sello del aislamiento		
13,4	Existe evidencia de CUI		

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 13**

*Formato de medición de espesores por ultrasonido en cuerpo y caps de vasijas a presión*

ANEXO 2													
FORMATO DE MEDICION DE ESPESORES POR ULTRASONIDO EN CUERPO Y CAPS DE VASIJAS A PRESIÓN													
<b>Estación</b>	SUR ORITO												
<b>Equipo</b>	SEPARADOR GENERAL TRIFÁSICO						<b>Servicio</b>	CRUDO-AGUA-GAS					
<b>Material:</b>	SA 515 GR 70												
<b>Proceso de Fabricación:</b>	SOLDADURA												
<b>Según Código, Norma, Secc No:</b>	ASME SECC VIII Div I						<b>Espesor usado Cuerpo</b>	0,322					
<b>Equipo de Inspección:</b>	DMS-GO						<b>Espesor usado Cap</b>	0,479921					
<b>Palpadores:</b>	DA - 301												
<b>Velocidad Lineal:</b>	0,2320		<b>Medidas en:</b> pulgadas					<b>Precisión:</b>	0.01"				
PARTE	PUNTO	EJES								ESPESOR MINIMO	ESPESOR PROMEDIO	ESPESOR USADO	
		0	45	90	135	180	225	270	315				
CUERPO	1	0,350		0,319		0,317		0,321		<b>0,317</b>	<b>0,327</b>		
	2	0,348		0,358		0,351		0,324		<b>0,324</b>	<b>0,345</b>		
	3	0,361		0,422		0,377		0,313		<b>0,313</b>	<b>0,368</b>		
	4	0,335		0,336		0,361		0,329		<b>0,329</b>	<b>0,340</b>		
	5	0,361		0,335		0,360		0,332		<b>0,332</b>	<b>0,347</b>		
	6	0,335		0,334		0,360		0,332		<b>0,332</b>	<b>0,340</b>		
	7	0,358		0,336		0,366		0,333		<b>0,333</b>	<b>0,348</b>		
	8	0,335		0,335		0,348		0,333		<b>0,333</b>	<b>0,338</b>		
	9	0,333		0,366		0,348		0,332		<b>0,332</b>	<b>0,345</b>		
	10	0,326		0,323		0,321		0,317		<b>0,317</b>	<b>0,322</b>		
	11	0,354		0,364		0,366		0,323		<b>0,323</b>	<b>0,352</b>	<b>0,322</b>	
	12	0,329		0,332		0,356		0,328		<b>0,328</b>	<b>0,336</b>		
	13	0,334		0,372		0,351		0,330		<b>0,330</b>	<b>0,347</b>		
	14	0,335		0,373		0,364		0,331		<b>0,331</b>	<b>0,351</b>		
	15	0,329		0,377		0,370		0,361		<b>0,329</b>	<b>0,359</b>		
	16	0,335		0,359		0,363		0,359		<b>0,335</b>	<b>0,354</b>		
	17	0,339		0,378		0,333		0,336		<b>0,333</b>	<b>0,346</b>		
	18	0,338		0,369		0,335		0,362		<b>0,335</b>	<b>0,351</b>		
	19	0,336		0,362		0,334		0,333		<b>0,333</b>	<b>0,341</b>		
	20	0,333		0,365		0,333		0,361		<b>0,333</b>	<b>0,348</b>		
	21	0,356		0,330		0,360		0,329		<b>0,329</b>	<b>0,344</b>		

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 13**  
Continuación

ANEXO 2													
FORMATO DE MEDICION DE ESPESORES POR ULTRASONIDO EN CUERPO Y CAPS DE VASIJAS A PRESIÓN													
<b>Estación</b>	SUR ORITO												
<b>Equipo</b>	SEPARADOR GENERAL TRIFÁSICO						<b>Servicio</b>	CRUDO-AGUA-GAS					
<b>Material:</b>	SA 515 GR 70												
<b>Proceso de Fabricación:</b>	SOLDADURA												
<b>Según Código, Norma, Secc No:</b>	ASME SECC VIII Div I						<b>Espesor usado Cuerpo</b>	0,322					
<b>Equipo de Inspección:</b>	DMS-GO						<b>Espesor usado Cap</b>	0,479921					
<b>Palpadores:</b>	DA - 301												
<b>Velocidad Lineal:</b>	0,2320			<b>Medidas en:</b> pulgadas				<b>Precisión:</b>		0.01"			
PARTE	PUNTO	EJES									ESPESOR MINIMO	ESPESOR PROMEDIO	ESPESOR USADO
		0	45	90	135	180	225	270	315				
CAP SUPERIOR	1	0,551		0,544		0,505		0,525			<b>0,505</b>	<b>0,531</b>	
	2	0,547		0,576		0,580		0,587			<b>0,547</b>	<b>0,572</b>	
	3	0,531		0,531		0,572		0,515			<b>0,515</b>	<b>0,537</b>	
	4	0,529		0,550		0,552		0,543			<b>0,529</b>	<b>0,544</b>	
	5	0,527		0,533		0,537		0,532			<b>0,527</b>	<b>0,532</b>	
	6	0,52		0,496		0,540		0,529			<b>0,496</b>	<b>0,523</b>	<b>0,480</b>
	7	0,509		0,515		0,525		0,519			<b>0,509</b>	<b>0,517</b>	
	8	0,520		0,507		0,512		0,516			<b>0,507</b>	<b>0,514</b>	
	9	0,511		0,507		0,516		0,521			<b>0,507</b>	<b>0,514</b>	
	10	0,480		0,512		0,511		0,514			<b>0,480</b>	<b>0,504</b>	
CAP INFERIOR	1	0,544		0,581		0,596		0,573			<b>0,544</b>	<b>0,574</b>	
	2	0,516		0,560		0,535		0,552			<b>0,516</b>	<b>0,541</b>	
	3	0,518		0,555		0,522		0,543			<b>0,518</b>	<b>0,535</b>	
	4	0,518		0,533		0,520		0,544			<b>0,518</b>	<b>0,529</b>	<b>0,355</b>
	5	0,528		0,525		0,492		0,538			<b>0,492</b>	<b>0,521</b>	
	6	0,517		0,525		0,516		0,521			<b>0,516</b>	<b>0,520</b>	

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 14**

Formato de medición de espesores por ultrasonido en boquillas de recipientes a presión

 <b>ANEXO 3</b> <b>FORMATO DE MEDICION DE ESPESORES POR ULTRASONIDO EN BOQUILLAS DE RECIPIENTES A PRESIÓN</b>														
<b>Estación</b>	SUR ORITO													
<b>Equipo</b>	SEPARADOR GENERAL TRIFÁSICO								<b>SERVICIO</b>	CRUDO-AGUA-GAS				
<b>Material:</b>	0													
<b>Proceso de Fabricación:</b>	SOLDADURA													
<b>Según Código, Norma, Secc. No:</b>	ASME SECC VIII Div I													
<b>Equipo de Inspección:</b>	DMS-GO													
<b>Palpadores:</b>	DA-301													
<b>Velocidad Lineal:</b>	0.232				<b>Medidas en:</b> pulgadas				<b>Precisión:</b> 0.001"					
No	DIAM	SCH	RATING	SERVICIO	CUELLO				ESPESOR PROMEDIO	ESPESOR NOMINAL	ESPESOR MINIMO MEDIDO	ESPESOR REQUERIDO		
					1	2	3	4						
N1	18	80	150	MANHOLE	CUELLO	0.348	0.389	0.413	0.392	<b>0.386</b>	<b>0.216</b>	<b>0.348</b>	<b>0.328</b>	
					RUANA	0.325	0.325	0.326	0.328	<b>0.326</b>	<b>0.250</b>	<b>0.325</b>	<b>0.165</b>	
					CUERPO	0.337	0.336	0.366	0.335	<b>0.344</b>	<b>0.375</b>	<b>0.335</b>	<b>0.165</b>	
N2	4	80	150	ENTRADA DE CRUDO	CUELLO	0.156	0.160	0.176	0.183	<b>0.169</b>	<b>0.216</b>	<b>0.156</b>	<b>0.207</b>	
					RUANA	0.323	0.324	0.323	0.323	<b>0.323</b>	<b>0.375</b>	<b>0.323</b>	<b>0.163</b>	
					CUERPO	0.337	0.339	0.339	0.336	<b>0.338</b>	<b>0.375</b>	<b>0.336</b>	<b>0.165</b>	
N3	4	80	150	CIEGO	CUELLO	0.188	0.224	0.177	0.179	<b>0.192</b>	<b>0.154</b>	<b>0.177</b>	<b>0.207</b>	
					RUANA									
					CUERPO	0.361	0.361	0.359	0.361	<b>0.361</b>	<b>0.375</b>	<b>0.359</b>	<b>0.165</b>	
N4	2	80	150	SALIDA ALIVIO	CUELLO	0.149	0.117	0.148	0.147	<b>0.140</b>	<b>0.154</b>	<b>0.117</b>	<b>0.135</b>	
					RUANA									
					CUERPO	0.333	0.331	0.335	0.331	<b>0.333</b>	<b>0.375</b>	<b>0.331</b>	<b>0.165</b>	

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

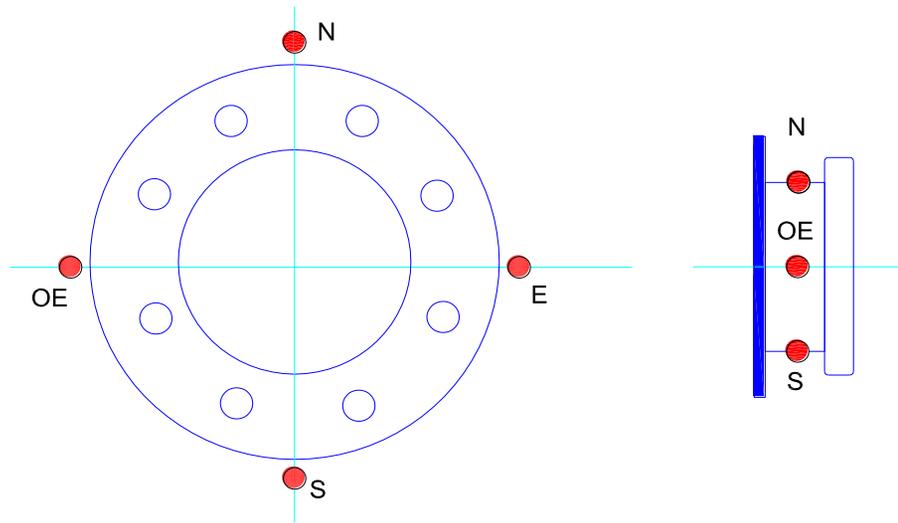
**Tabla 14**  
*Continuación*

No	DIAM	SCH	RATING	SERVICIO	CUELLO				ESPESOR PROMEDIO	ESPESOR NOMINAL	ESPESOR MINIMO MEDIDO	ESPESOR REQUERIDO	
					1	2	3	4					
N5	4	80	150	CIEGO	CUELLO	0.171	0.151	0.149	0.124	0.149	0.154	0.124	0.207
					RUANA								
N6	4	80	150	SALIDA DE GAS	CUERPO	0.329	0.331	0.331	0.330	0.330	0.375	0.329	0.163
					CUELLO	0.239	0.258	0.235	0.240	0.243	0.237	0.235	0.207
					RUANA	0.323	0.324	0.323	0.323	0.323	0.375	0.323	0.163
N7	2	80	150	CIEGO	CUERPO	0.333	0.332	0.333	0.331	0.332	0.375	0.331	0.165
					CUELLO	0.295	0.313	0.332	0.294	0.308	0.280	0.294	0.135
					RUANA								
N8	4	80	150	CIEGO	CUERPO	0.356	0.324	0.373	0.322	0.344	0.375	0.322	0.163
					CUELLO	0.377	0.382	0.366	0.383	0.377	0.365	0.366	0.207
					RUANA	0.323	0.324	0.323	0.323	0.323	0.375	0.323	0.163
N9	4	80	150	CIEGO	CUERPO	0.482	0.509	0.512	0.515	0.505	0.500	0.482	0.163
					CUELLO	0.229	0.238	0.235	0.224	0.232	0.232	0.224	0.207
					RUANA								
N10	4	160	150	SALIDA DE CRUDO	CUERPO	0.360	0.359	0.355	0.369	0.361	0.375	0.355	0.163
					CUELLO	0.365	0.339	0.336	0.353	0.348	0.344	0.336	0.207
					RUANA								
N11	2	160	150	CIEGO	CUERPO	0.385	0.371	0.382	0.348	0.371	0.375	0.348	0.163
					CUELLO	0.366	0.367	0.341	0.340	0.354	0.344	0.340	0.135
					RUANA								
N12	4	80	150	CIEGO	CUERPO	0.359	0.358	0.360	0.393	0.367	0.375	0.358	0.163
					CUELLO	0.297	0.294	0.295	0.296	0.295	0.280	0.294	0.207
					RUANA	0.323	0.324	0.323	0.323	0.323	0.375	0.323	0.163
					CUERPO	0.551	0.526	0.512	0.523	0.528	0.500	0.512	0.163

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 14**  
Continuación

No	DIAM	SCH	RATING	SERVICIO	CUELLO				ESPESOR PROMEDIO	ESPESOR NOMINAL	ESPESOR MINIMO MEDIDO	ESPESOR REQUERIDO	
					1	2	3	4					
N13	2	80	150	CIEGO	CUELLO	0.209	0.234	0.243	0.210	0.224	0.216	0.209	0.135
					RUANA								
					CUERPO	0.532	0.537	0.532	0.534	0.534	0.500	0.532	0.163



Nominal Size	Minimum Wall Thickness [see UG-16(d)]	
	in.	mm
NPS 1/8 (DN 6)	0.060	1.51
NPS 1/4 (DN 8)	0.077	1.96
NPS 3/8 (DN 10)	0.080	2.02
NPS 1/2 (DN 15)	0.095	2.42
NPS 3/4 (DN 20)	0.099	2.51
NPS 1 (DN 25)	0.116	2.96
NPS 1 1/4 (DN 32)	0.123	3.12
NPS 1 1/2 (DN 40)	0.127	3.22
NPS 2 (DN 50)	0.135	3.42
NPS 2 1/2 (DN 65)	0.178	4.52
NPS 3 (DN 80)	0.189	4.80
NPS 3 1/2 (DN 90)	0.198	5.02
NPS 4 (DN 100)	0.207	5.27
NPS 5 (DN 125)	0.226	5.73
NPS 6 (DN 150)	0.245	6.22
NPS 8 (DN 200)	0.282	7.16
NPS 10 (DN 250)	0.319	8.11
— NPS 12 (DN 300)	0.328	8.34

GENERAL NOTE: For nozzles having a specified outside diameter not equal to the outside diameter of an equivalent standard NPS (DN) size, the NPS (DN) size chosen from the table shall be one having an equivalent outside diameter larger than the nozzle outside diameter.

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 15***línea separador general salida crudo*

---

**LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO**

---

**DOCUMENTOS DE REFERENCIA**

**API 570**, Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems

**API Recommended Practice 571**, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry

**API Recommended Practice 574**, Inspection Practices for Piping System Components

**API Standard 579-1/ASME FFS-1**, Fitness-For-Service

**API Recommended Practice 580**, Risk-Based Inspection

**API Recommended Practice 581**, Risk-Based Inspection Methodology

**ASME Boiler and Pressure Vessel Code**, Section II: Materials

**ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section V**: Nondestructive Examination

**ASME B31.3**, Process Piping

---

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 15**  
*Continuación*

**LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO**

<b>DATOS GENERALES</b>			
<b>NOMBRE DE LA LINEA</b>	LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO	<b>FECHA</b>	3/10/2021
<b>SERVICIO</b>	CRUDO	<b>FECHA COMISIONAMIENTO</b>	
<b>TIEMPO DE SERVICIO</b>	10	<b>LOCALIZACION</b>	SUR ORITO
<b>CLIENTE</b>	ECOPETROL S.A.	<b>ISOMETRICO</b>	ND
<b>CONTRATO - ODS</b>	3021210 - 3038501	<b>GEOREFERENCIACION</b>	

<b>CONDICIONES DE DISEÑO CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN</b>			
<b>CODIGO DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN</b>	ASME B31.4	<b>EFICIENCIA DE JUNTA</b>	1
<b>MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN</b>	API 5L X42	<b>PWHT</b>	NO
<b>PRESION INTERNA DE DISEÑO (PSI)</b>	125	<b>TEMPERATURA DISEÑO (°F)</b>	AMBIENTE
<b>CA (CORROSION ALLOWANCE)</b>		<b>MONITOREO DE CORROSIÓN INTERNA</b>	ND
<b>RECUBRIMIENTO EXTERNO / INTERNO</b>	SI/NO	<b>DIAMETROS</b>	3 in
<b>SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA</b>	NO	<b>SCH</b>	40-80
<b>INYECCIÓN DE QUIMICA</b>	ND	<b>ESPEJOR NOMINAL</b>	0,216- 0,300
		<b>LONGITUD (M)</b>	

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 16**

*Evaluación de corrosión interior generalizada por medición de espesores.*

**EVALUACION DE CORROSIÓN GENERAL INTERNA  
LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO**

**EVALUACION DE CORROSIÓN INTERIOR GENERALIZADA POR MEDICION DE ESPESORES.**

Los espesores mínimos medidos, las ratas de corrosión, vida residual y MAWP de la línea, se encuentran relacionados en el anexo 2. Se pudo observar que los espesores mínimos medidos se encuentran por encima de lo establecido en API 574 Tabla 6.

El espesor de retiro del ducto, se tomó como el mayor valor entre espesor calculado por ASME B31.3 y el establecido en API 574 Tabla 6

**Table 7—Minimum Thicknesses for Carbon and Low-alloy Steel Pipe**

NPS	Default Minimum Structural Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)	Minimum Alert Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)
1/2 to 1	0.07 (1.8)	0.08 (2.0)
1 1/2	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)
2	0.07 (1.8)	0.10 (2.5)
3	0.08 (2.0)	0.11 (2.8)
4	0.09 (2.3)	0.12 (3.1)
6 to 18	0.11 (2.8)	0.13 (3.3)
20 to 24	0.12 (3.1)	0.14 (3.6)

**DIAMETROS**

**ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO CONFORME API 574**

**ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO CONFORME API 570**

**ESPESOR USADO**

3 IN

0,110

0,011

0,110

**MAWP - RATA Y VIDA RESIDUAL**

<b>MIN MAWP (psi)</b>	<b>125</b>
<b>MIN MACP (psi)</b>	<b>125</b>
<b>MIN VIDA RESIDUAL</b>	<b>1</b>
<b>MAX RATA (mpy)</b>	<b>10</b>

De acuerdo a lo establecido en el numeral 6.3.3 de API 570 para determinar el próximo intervalo de inspección se debe tener en cuenta: la rata de corrosión (CR), la vida remanente (RL), la clasificación de la tubería por servicio, los requerimientos jurisdiccionales, las condiciones de operación de la tubería y el resultado de la inspección.

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 16**  
*Continuación*

**EVALUACION DE CORROSIÓN GENERAL INTERNA  
LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO**

**Table 1—Recommended Maximum Inspection Intervals**

Type of Circuit	Thickness Measurements	Visual External
Class 1	5 years	5 years
Class 2	10 years	5 years
Class 3	10 years	10 years
Class 4	Optional	Optional
Injection points <sup>a</sup>	3 years	By class
Soil to Air Interfaces <sup>b</sup>	—	By class

NOTE Thickness measurements apply to systems for which CMLs have been established in accordance with 5.6.

<sup>a</sup> Inspection intervals or due dates for potentially corrosive injection can also be established by a valid RBI analysis in accordance with API 580.

<sup>b</sup> See API 574 for more information on SAI interfaces.

De la tabla 1 de API 570 se tiene el máximo intervalo de inspección recomendado para la tubería de acuerdo a la clase (riesgo potencial del fluido que transporta la línea). Sin embargo, debido a la naturaleza de los daños presentes, el intervalo se modificó.

De acuerdo a 6.3.3 API 570 el intervalo de la próxima inspección es el menor de la tabla anterior y la mitad de la vida remanente. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la velocidad de corrosión y vida residual, es para corrosión generalizada, mas no por picaduras

La máxima presión de operación MAWP se calculó según el numeral 7.2 de API 570.

Los cálculos correspondientes a las evaluaciones anteriormente descritas, para tramo de tubería se encuentran en el Anexo 2. En este se detalla paso a paso como se realizó la evaluación de los tramos del ducto.

The remaining life shall be calculated from the following formula:

$$\text{Remaining life (years)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{required}}}{\text{corrosion rate [inches (mm) per year]}} \quad (2)$$

where

$t_{\text{actual}}$  is the actual thickness, in inches (millimeters), measured at the time of inspection for a given location or component as specified in 5.7.

$t_{\text{required}}$  is the required thickness, in inches (millimeters), at the same location or component as the actual measurement computed by the design formulas (e.g. pressure and structural) before corrosion allowance and manufacturer's tolerance are added.

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 17***Evaluación de corrosión interna localizada*

**EVALUACIÓN DE CORROSIÓN INTERNA LOCALIZADA  
LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO**

**EVALUACION DE CORROSION INTERNA LOCALIZADA**

Las zonas donde se presenta corrosión interna (Tipo pitting). Se evaluaron de acuerdo a la Norma ASME 31.G (Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines). Las picaduras evaluadas por el método 0 que resultaron rechazadas en el Anexo 1. Se evaluarán por el método 1 con el fin de establecer la presión de Operación Segura para dichas zonas afectadas por el fenómeno de corrosión.

Se observaron sectores con corrosión interna con picaduras que generan porcentajes puntuales de pérdida de material que van desde 17% hasta el 80%. Por lo tanto, se procedió a realizar la evaluación por el método 1.

**Evaluación por el método 1:**

Según parágrafo 1.4 Si se trabaja por debajo del 25% del SMYS no se aplica ningún método de análisis por qué queda excluido de la norma ASME B31.G y solo aplica cuando el espesor mínimo requerido es afectado por la corrosión.

Se procede a calcular el 25% del SMYS. Teniendo en cuenta lo establecido en el parágrafo 195.106 internal desing pressure. Documento DOT parte 195 y ASME B31.8 parágrafo 817.1.3 (g) Determination of Yield Strength. Se utiliza 35000 psi el valor de SMYS para SA 106 Gr B.

So: Hoop stress at the operating pressure

Po: Presión de operación

t: Pipe Wall thickness

D: Specified outside diameter of the pipe

$$PoD/2t$$

DIAMETRO (D)	25% SMYS	Presión Operación (P)	Pipe wall tickness(t)	Hoop stress at the operating pressure(So)
3,500	8750	125	0,216	1013

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 17**  
Continuación

**EVALUACIÓN DE CORROSIÓN INTERNA LOCALIZADA  
LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO**

Se pudo determinar que las picaduras que no superen el espesor mínimo requerido, pueden continuar en servicio.

El espesor mínimo requerido es obtenido del menor valor resultante, entre el requerido conforme a API 570 y el espesor estructural consignado en la Práctica Recomendada API 574. Tabla 6. Parágrafo 11.1.5 (Minimum Thicknesses for Carbon and Low-alloy Steel Pipe)

<b>DIAMETROS</b>	3 IN
<b>ESPEJOR MÍNMO REQUERIDO CONFORME API 574</b>	0,110
<b>ESPEJOR MÍNMO REQUERIDO CONFORME API 570</b>	0,011
<b>ESPEJOR MÍNMO REQUERIDO ESPECIFICADO</b>	0,130
<b>ESPEJOR USADO</b>	0,130

Table 7—Minimum Thicknesses for Carbon and Low-alloy Steel Pipe

NPS	Default Minimum Structural Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)	Minimum Alert Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)
1/2 to 1	0.07 (1.8)	0.08 (2.0)
1 1/2	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)
2	0.07 (1.8)	0.10 (2.5)
3	0.08 (2.0)	0.11 (2.8)
4	0.09 (2.3)	0.12 (3.1)
6 to 18	0.11 (2.8)	0.13 (3.3)
20 to 24	0.12 (3.1)	0.14 (3.6)

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 17**  
Continuación

**EVALUACIÓN DE CORROSIÓN INTERNA LOCALIZADA  
LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO**

Se procedió a evaluar las picaduras que comprometen el espesor mínimo requerido Usado.

Se inició con el cálculo del factor adimensional Z. de la siguiente manera.

Donde:

L: Longitud del área corroída.

D: Diámetro externo.

T: Espesor nominal.

$$Z = L^2 / D.t$$

$$M = (1 + 0.8z)^{1/2}$$

For  $z \leq 20$ ,

$$S_r = S_{\text{flow}} \left[ \frac{1 - \frac{2}{5}(d/t)}{1 - \frac{2}{5}(d/t)/M} \right]$$

For  $z > 20$ ,

$$S_r = S_{\text{flow}}(1 - d/t)$$

Luego se procede a calcular M y Sf de acuerdo a ASME B31.G. 2.2.

Posteriormente se determina si Sf es mayor o igual a SF x So. Si tal afirmación es verdadera, las picaduras son aceptadas.

Posteriormente procedemos a calcular las presiones de falla y segura SF:

Factor de seguridad

**1.39**

PF: Presión de falla

**PF = SF\*2t/D**

Ps: Presión de operación segura

**PS = PF /SF**

Se observan picaduras por encima de lo establecido en ASME B31G Método 1. Esta condición compromete la integridad del ducto.

Se hace necesario tomar otro tipo de acciones con respecto a la condición del ducto, las acciones deben ir encaminadas a reparaciones, debido a que se hace inviable la evaluación por el método 2, como FFS API 579. Se debe tener en cuenta que se hace imposible determinar las velocidades de corrosión de picaduras internas.

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 17**  
Continuación

**EVALUACIÓN DE CORROSIÓN INTERNA LOCALIZADA  
LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO**

No	(D)	(t)	Espesor Medido	L	d	% Perdida	So	A/R	PK Inicio	PK Fin	Long	Tramo	Cof	POSICIÓN GEOGRAFICA	PK de Indicación	Presión de falla Pf	Presión de Operación segura Ps
1	3,5	0,216	0,205	2	0,011	5%	1013	A	0	14,25	14,25	A		TML 28-29	10,1	4510	3245
2																	

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 18***Lista de chequeo para la inspección visual api 570*

**ANEXO 1**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA LA INSPECCIÓN VISUAL API 570**

INFORMACION GENERAL			
Propietario/Usuario	ECOPETROL S.A.		
Contrato	3021210 - 3038501		
TAG/Nro capital	LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO		
Localización	SUR ORITO		
Tipo de Inspección	ON STREAM		
ITEM	DESCRIPCION	SI /NO /NA	NOTA
<b>1</b>	<b>SOPORTES EN ACERO</b>		
1.1	Se observan perdidas de espesor debido a corrosión en los elementos estructurales.	NO	
1.2	Se observan daños mecánicos en los elementos.	NO	
3.3	Presenta deformaciones en los elementos. No están a escuadra.	NO	
1.4	Se observan grietas u otro mecanismo de deterioro en las soldaduras.	NO	
<b>2.</b>	<b>ANCLAJES</b>	<b>NA</b>	
2.1	Se observa adecuada instalación de los anclajes.		
2.2	Presentan corrosión, roturas, deformaciones o desgaste que afecten su integridad.		
<b>3.</b>	<b>SISTEMA DE RECUBRIMIENTO</b>	<b>NA</b>	
3.1	Se observa deterioro y/o pérdida de alguna capa		
3.2	Se observan grietas, ampollas y/o desprendimientos localizados.		
<b>4.</b>	<b>BRIDAS</b>		
4.1	Las tuercas y espárragos presentan algún tipo de deterioro	NO	
4.2	Se encuentran adecuadamente instalados los espárragos y tuercas	SI	

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 18**  
Continuación

**ANEXO 1**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA LA INSPECCIÓN VISUAL API 570**

INFORMACION GENERAL			
Propietario/Usuario	ECOPETROL S.A.		
Contrato	3021210 - 3038501		
TAG/Nro capital	LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO		
Localización	SUR ORITO		
Tipo de Inspección	ON STREAM		
ITEM	DESCRIPCION	SI /NO /NA	NOTA
4.3	Se observan tensiones irregulares o aflojamientos.	NO	
4.4	El área de sello se encuentra en buenas <del>condi</del> <b>condi</b> ones	SI	
4.5	Se observa corrosión externa u otro tipo de daño	NO	
4.6	Se observan fugas o goteos	NO	
4.7	Se observa deterioro del Kit de aislamiento	NA	
<b>5</b>	<b>ESTADO MECANICO Y DE CORROSIÓN DE LA LINEA</b>		
5.6	Se observan elementos estructurales soldados directamente	NO	
5.7	Se observan fugas en el cuerpo de la tubería	NO	
5.8	Se observa excesiva vibración y es necesario anclar la tubería	NO	
<b>6</b>	<b>ESTADO DEL AISLAMIENTO TERMICO</b>	<b>NA</b>	
6.1	Se observan deterioro o roturas del foil		
6.2	Se observan perdidas del foil y/o el aislamiento		
6.3	Se observa deterioro de las zonas de sello del Aislamiento		

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

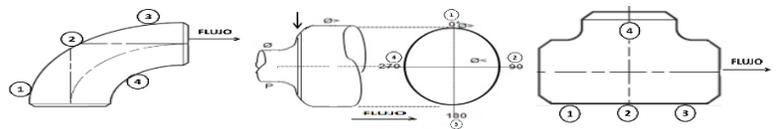
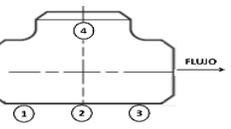
**Tabla 18**  
Continuación

**ANEXO 1**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA LA INSPECCIÓN VISUAL API 570**

INFORMACION GENERAL			
Propietario/Usuario	ECOPETROL S.A.		
Contrato	3021210 - 3038501		
TAG/Nro capital	LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO		
Localización	SUR ORITO		
Tipo de Inspección	ON STREAM		
ITEM	DESCRIPCION	SI /NO /NA	NOTA
<b>7</b>	<b>VALVULAS</b>		
7.1	Existen evidencias de fugas, goteos en los sellos del cuerpo de la válvula	NO	
7.2	los puntos de engrase se encuentran en mal estado	NO	
7.3	Se evidencian fenómenos de corrosión sobre la válvula.	NO	
7.4	La válvula se encuentra en condición subestándar	NO	

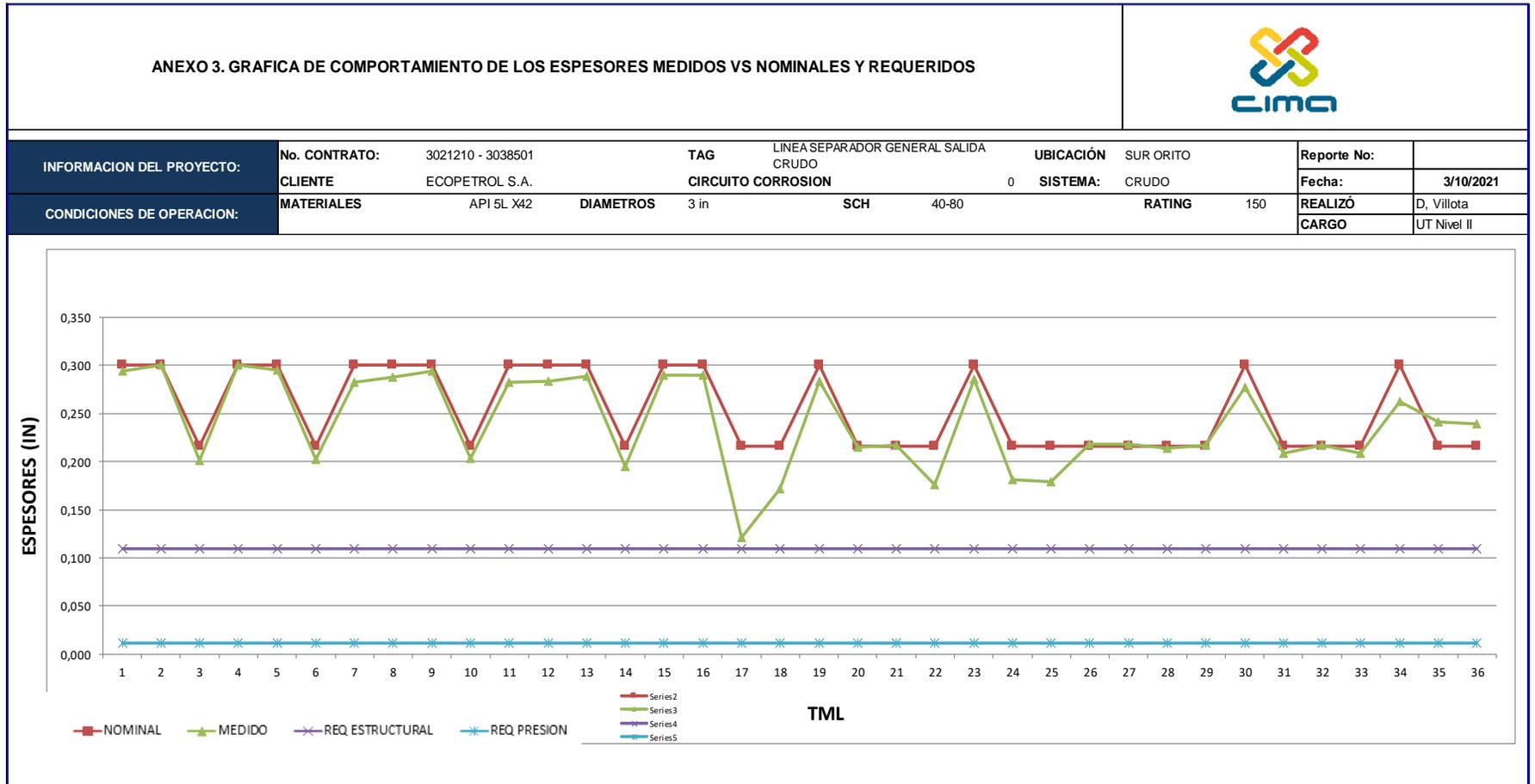
**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 19**  
Reporte de medición de espesores mediante UT

ANEXO 2. REPORTE DE MEDICION DE ESPESORES MEDIANTE UT																																					
INFORMACION DEL PROYECTO:		No. CONTRATO: 3021210 - 3038501 CLIENTE: ECOPETROL S.A.										Reporte No: Fecha: 3/10/2021																									
EQUIPO A INSPECCIONAR		TAG LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO					UBICACIÓN SUR ORITO					INSPECCIONÓ D. Villota																									
INFORMACION SISTEMA ADQUISICION:		CIRCUITO CORROSION DMS GO		BLOQUE CAL: 5 pasos		PALPADOR SERIAL:		METODO ESCANEO ACOPLANTE E-E CMC		CARGO REVISOR J. Quintero Planeador		CARGO APROBADO C. Muñoz Lider Gestión																									
CONDICIONES DE OPERACION:		MATERIAL API 5L X42		FLUIDO SERVICIO: CRUDO		Corrosión allowance (mpy) Mawp (Psi)		P. Operación PSV SET		RATING		RESULTADOS RELEVANTES																									
		SMYS 20000		TEMPERATURA: 10		Próxima Inspección (años)		125 125		5		<table border="1"> <tr><td>MIN MAWP psi</td><td>125</td></tr> <tr><td>MIN MACP psi</td><td>125</td></tr> <tr><td>MIN VIDA RESID</td><td>1</td></tr> <tr><td>MAX RATA mpy</td><td>9,5</td></tr> </table>		MIN MAWP psi	125	MIN MACP psi	125	MIN VIDA RESID	1	MAX RATA mpy	9,5																
MIN MAWP psi	125																																				
MIN MACP psi	125																																				
MIN VIDA RESID	1																																				
MAX RATA mpy	9,5																																				
								<table border="1"> <caption>Table 6—Minimum Thicknesses for Carbon and Low-alloy Steel Pipe</caption> <thead> <tr> <th>NPS</th> <th>Default Minimum Structural Thickness for Temperatures &lt; 400 °F (205 °C) (inches)</th> <th>Minimum Allow Thickness for Temperatures &lt; 400 °F (205 °C) (inches)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>10 to 11</td><td>0.07 (1.8)</td><td>0.09 (2.3)</td></tr> <tr><td>1 1/2</td><td>0.07 (1.8)</td><td>0.09 (2.3)</td></tr> <tr><td>2</td><td>0.07 (1.8)</td><td>0.10 (2.5)</td></tr> <tr><td>3</td><td>0.08 (2.0)</td><td>0.11 (2.8)</td></tr> <tr><td>4</td><td>0.08 (2.0)</td><td>0.12 (3.0)</td></tr> <tr><td>5 to 18</td><td>0.11 (2.8)</td><td>0.13 (3.3)</td></tr> <tr><td>20 to 24</td><td>0.12 (3.1)</td><td>0.14 (3.6)</td></tr> </tbody> </table>				NPS	Default Minimum Structural Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) (inches)	Minimum Allow Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) (inches)	10 to 11	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)	1 1/2	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)	2	0.07 (1.8)	0.10 (2.5)	3	0.08 (2.0)	0.11 (2.8)	4	0.08 (2.0)	0.12 (3.0)	5 to 18	0.11 (2.8)	0.13 (3.3)	20 to 24	0.12 (3.1)	0.14 (3.6)	<p><b>Categoría 1</b> Acción Inmediata</p> <p><b>Categoría 2</b> Acción &lt; 30 Días</p> <p><b>Categoría 3</b> Revisión de VR</p> <p><b>Categoría 4</b> No Intervención</p>	
NPS	Default Minimum Structural Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) (inches)	Minimum Allow Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) (inches)																																			
10 to 11	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)																																			
1 1/2	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)																																			
2	0.07 (1.8)	0.10 (2.5)																																			
3	0.08 (2.0)	0.11 (2.8)																																			
4	0.08 (2.0)	0.12 (3.0)																																			
5 to 18	0.11 (2.8)	0.13 (3.3)																																			
20 to 24	0.12 (3.1)	0.14 (3.6)																																			
TML	DIAL (Inch)	SCH	ACCESORIO	POSICION				ESPEC MINIMO (Inch)	ESPEO PROMEDIO (Inch)	ESPESOR REQUERIDO (B31.3 Inch)	ESPESOR REQUERIDO (API 574 Tabla 6)	ESPEC NOMINAL (Inch)	RATA DE CORROSION (pulg/año) L.T.	MAWP.PSI PRÓXIMO PERIODO DE INSP.	% PERDIE ESPESOR	VIDA REMANENTE (AÑOS)	MACP (PSI)	CATEGORIZACION																			
				0° (1)	90° (2)	180° (3)	270° (4)																														
1	3,0	80	TUBO	0,294	0,309	0,323	0,302	0,294	0,307	0,011	0,110	0,300	0,00060	125	2%	307	125	categoria4																			
2	3,0	80	TUBO	0,301	0,320	0,320	0,300	0,300	0,310	0,011	0,110	0,300	0,00000	125	0%	190	125	categoria4																			
3	3,0	40	CODO	0,201	0,221	0,229	0,206	0,229	0,201	0,110	0,110	0,216	0,00150	125	7%	611	125	categoria4																			
4	3,0	80	TUBO	0,347	0,300	0,304	0,312	0,300	0,316	0,011	0,110	0,300	0,00000	125	0%	190	125	categoria4																			
5	3,0	80	TUBO	0,316	0,305	0,312	0,295	0,295	0,307	0,011	0,110	0,300	0,00050	125	2%	370	125	categoria4																			
6	3,0	40	CODO	0,226	0,220	0,224	0,202	0,202	0,218	0,011	0,110	0,216	0,00140	125	6%	66	125	categoria4																			
7	3,0	80	TUBO	0,313	0,295	0,308	0,283	0,300	0,283	0,011	0,110	0,300	0,00170	125	6%	102	125	categoria4																			
8	3,0	80	TUBO	0,288	0,311	0,316	0,314	0,288	0,307	0,011	0,110	0,300	0,00120	125	4%	148	125	categoria4																			
9	3,0	80	TUBO	0,299	0,297	0,326	0,294	0,294	0,304	0,011	0,110	0,300	0,00060	125	2%	307	125	categoria4																			
10	3,0	40	CODO	0,203	0,205	0,219	0,222	0,203	0,212	0,011	0,110	0,216	0,00130	125	6%	72	125	categoria4																			
11	3,0	80	TUBO	0,310	0,303	0,283	0,285	0,283	0,295	0,011	0,110	0,300	0,00170	125	6%	102	125	categoria4																			
12	3,0	80	TUBO	0,306	0,296	0,284	0,321	0,284	0,302	0,011	0,110	0,300	0,00160	125	5%	109	125	categoria4																			
13	3,0	80	TUBO	0,303	0,301	0,294	0,289	0,289	0,297	0,011	0,110	0,300	0,00110	125	4%	163	125	categoria4																			
14	3,0	40	CODO	0,209	0,206	0,201	0,195	0,195	0,203	0,011	0,110	0,216	0,00210	125	10%	40	125	categoria4																			
15	3,0	80	TUBO	0,304	0,290	0,290	0,298	0,290	0,296	0,011	0,110	0,300	0,00100	125	3%	180	125	categoria4																			
16	3,0	80	TUBO	0,301	0,296	0,294	0,290	0,290	0,295	0,011	0,110	0,300	0,00100	125	3%	180	125	categoria4																			
17	3,0	40	TEE	0,121	0,145	0,174	0,239	0,121	0,170	0,011	0,110	0,216	0,00950	125	44%	1	125	categoria4																			
18	3,0	40	TUBO	0,189	0,172	0,199	0,178	0,172	0,185	0,011	0,110	0,216	0,00440	125	20%	14	125	categoria4																			
19	3,0	80	TUBO	0,294	0,287	0,284	0,284	0,284	0,287	0,011	0,110	0,300	0,00160	125	5%	109	125	categoria4																			
20	3,0	40	TUBO	0,223	0,215	0,217	0,217	0,215	0,218	0,011	0,110	0,216	0,00010	125	0%	1050	125	categoria4																			
21	3,0	40	TUBO	0,219	0,217	0,218	0,239	0,217	0,223	0,011	0,110	0,216	0,00001	125	-	10700	125	categoria4																			
22	3,0	40	TUBO	0,218	0,176	0,216	0,215	0,176	0,206	0,011	0,110	0,216	0,00400	125	19%	17	125	categoria4																			
23	3,0	80	CODO	0,290	0,293	0,288	0,286	0,286	0,289	0,011	0,110	0,300	0,00140	125	5%	126	125	categoria4																			
24	3,0	40	TUBO	0,213	0,200	0,214	0,181	0,181	0,202	0,011	0,110	0,216	0,00350	125	16%	20	125	categoria4																			
25	3,0	40	TUBO	0,182	0,181	0,179	0,219	0,179	0,190	0,011	0,110	0,216	0,00370	125	17%	19	125	categoria4																			
26	3,0	40	TUBO	0,219	0,221	0,218	0,220	0,218	0,220	0,011	0,110	0,216	0,00001	125	-	10800	125	categoria4																			
27	3,0	40	TUBO	0,239	0,218	0,219	0,218	0,218	0,224	0,011	0,110	0,216	0,00001	125	-	10800	125	categoria4																			
28	3,0	40	TUBO	0,214	0,218	0,218	0,217	0,214	0,217	0,011	0,110	0,216	0,00020	125	1%	520	125	categoria4																			
29	3,0	40	TUBO	0,227	0,219	0,217	0,217	0,220	0,220	0,011	0,110	0,216	0,00001	125	-	10700	125	categoria4																			
30	3,0	80	TUBO	0,279	0,288	0,282	0,277	0,277	0,282	0,011	0,110	0,300	0,00230	125	8%	73	125	categoria4																			
31	3,0	40	TUBO	0,219	0,209	0,222	0,217	0,209	0,217	0,011	0,110	0,216	0,00070	125	3%	141	125	categoria4																			
32	3,0	40	TUBO	0,218	0,220	0,217	0,219	0,217	0,219	0,011	0,110	0,216	0,00001	125	-	10700	125	categoria4																			
33	3,0	40	TUBO	0,219	0,214	0,209	0,217	0,209	0,215	0,011	0,110	0,216	0,00070	125	3%	141	125	categoria4																			
34	3,0	80	CODO	0,262	0,271	0,268	0,268	0,262	0,267	0,011	0,110	0,300	0,00380	125	13%	40	125	categoria4																			
35	3,0	40	TUBO	0,247	0,241	0,244	0,278	0,241	0,253	0,011	0,110	0,216	0,00001	125	-	13100	125	categoria4																			
36	3,0	40	TUBO	0,240	0,239	0,242	0,249	0,239	0,243	0,011	0,110	0,216	0,00001	125	-	12900	125	categoria4																			

Nota: Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 20**  
*Grafica de comportamiento de los espesores medidos vs nominales y requeridos*



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 21**  
Cantidades ejecutadas LFET en líneas

**ANEXO 4. CANTIDADES EJECUTADAS LFET EN LINEAS  
LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA CRUDO**

DIAMETRO	OD	LONGITUD	AREA		
2	2,4		0,00		
3	3,5	9,4	2,63		
4	4,5		0,00		
6	6,63		0,00		
8	8,63		0,00	<b>CANTIDAD LFET LINEA</b>	
10	10,75		0,00		<b>2,63</b>
12	12,75		0,00		
14	14		0,00		
16	16		0,00		
18	18		0,00		
20	20		0,00		

DIAMETRO	PK INICIAL	POSICIÓN GEOGRAFICA	PK FINAL	POSICIÓN GEOGRAFICA	LONGITUD	TRAMO	ZONA DE CONSECUENCIA
3	0		9,4		9,4	A	SUR ORITO - BATERIA SUCUMBIOS

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 22***Línea separador general salida gas***LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA GAS**

<b>DATOS GENERALES</b>			
<b>NOMBRE DE LA LINEA</b>	LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA GAS	<b>FECHA</b>	3/10/2021
<b>SERVICIO</b>	GAS	<b>FECHA COMISIONAMIENTO</b>	
<b>TIEMPO DE SERVICIO</b>	10	<b>LOCALIZACION</b>	SUR ORITO
<b>CLIENTE</b>	ECOPETROL S.A.	<b>ISOMETRICO</b>	ND
<b>CONTRATO - ODS</b>	3021210 - 3038501	<b>GEOREFERENCIACION</b>	
<b>CONDICIONES DE DISEÑO CONTRUCCIÓN Y OPERACIÓN</b>			
<b>CODIGO DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN</b>	ASME B31.4	<b>EFICIENCIA DE JUNTA</b>	1
<b>MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN</b>	API 5L X42	<b>PWHT</b>	NO
<b>PRESION INTERNA DE DISEÑO (PSI)</b>	125	<b>TEMPERATURA DISEÑO (°F)</b>	AMBIENTE
<b>CA (CORROSION ALLOWANCE)</b>		<b>MONITOREO DE CORROSIÓN INTERNA</b>	ND
<b>RECUBRIMIENTO EXTERNO /INTERNO</b>	SI /NO	<b>DIAMETROS</b>	4 in
<b>SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA</b>	NO	<b>SCH</b>	40
<b>INYECCIÓN DE QUIMICA</b>	ND	<b>ESPEJOR NOMINAL</b>	0,237- 0,337
		<b>LONGITUD (M)</b>	

*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 23***Evaluación de corrosión general interna*

**EVALUACIÓN DE CORROSIÓN GENERAL INTERNA  
LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA GAS**

**EVALUACION DE CORROSIÓN INTERIOR GENERALIZADA POR MEDICION DE ESPESORES.**

Los espesores mínimos medidos, las ratas de corrosión, vida residual y MAWP de la línea, se encuentran relacionados en el anexo 2. Se pudo observar que los espesores mínimos medidos se encuentran por encima de lo establecido en API 574 Tabla 6.

El espesor de retiro del ducto, se tomó como el mayor valor entre espesor calculado por ASME B31.3 y el establecido en API 574 Tabla 6

**Table 7—Minimum Thicknesses for Carbon and Low-alloy Steel Pipe**

NPS	Default Minimum Structural Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)	Minimum Alert Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)
1/2 to 1	0.07 (1.8)	0.08 (2.0)
1 1/2	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)
2	0.07 (1.8)	0.10 (2.5)
3	0.08 (2.0)	0.11 (2.8)
4	0.09 (2.3)	0.12 (3.1)
6 to 18	0.11 (2.8)	0.13 (3.3)
20 to 24	0.12 (3.1)	0.14 (3.6)

**DIAMETROS****ESPESOR MÍNMO REQUERIDO CONFORME API 574****ESPESOR MÍNMO REQUERIDO CONFORME API 570****ESPESOR USADO**

4

0,120

0,014

0,120

**MAWP - RATA Y VIDA RESIDUAL**

<b>MIN MAWP (psi)</b>	<b>-1330</b>
<b>MIN MACP (psi)</b>	<b>125</b>
<b>MIN VIDA RESIDUAL</b>	<b>-2</b>
<b>MAX RATA (mpy)</b>	<b>24</b>

De acuerdo a lo establecido en el numeral 6.3.3 de API 570 para determinar el próximo intervalo de inspección se debe tener en cuenta: la rata de corrosión (CR), la vida remanente (RL), la clasificación de la tubería por servicio, los requerimientos jurisdiccionales, las condiciones de operación de la tubería y el resultado de la inspección.

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 23**  
Continuación

**EVALUACIÓN DE CORROSIÓN GENERAL INTERNA  
LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA GAS**

**Table 1—Recommended Maximum Inspection Intervals**

Type of Circuit	Thickness Measurements	Visual External
Class 1	5 years	5 years
Class 2	10 years	5 years
Class 3	10 years	10 years
Class 4	Optional	Optional
Injection points <sup>a</sup>	3 years	By class
Soil to Air Interfaces <sup>b</sup>	—	By class

NOTE Thickness measurements apply to systems for which CMLs have been established in accordance with 5.6.

<sup>a</sup> Inspection intervals or due dates for potentially corrosive injection can also be established by a valid RBI analysis in accordance with API 580.

<sup>b</sup> See API 574 for more information on SAI interfaces.

De la tabla 1 de API 570 se tiene el máximo intervalo de inspección recomendado para la tubería de acuerdo a la clase (riesgo potencial del fluido que transporta la línea). Sin embargo, debido a la naturaleza de los daños presentes, el intervalo se modificó.

De acuerdo a 6.3.3 API 570 el intervalo de la próxima inspección es el menor de la tabla anterior y la mitad de la vida remanente. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la velocidad de corrosión y vida residual, es para corrosión generalizada, mas no por picaduras

La máxima presión de operación MAWP se calculó según el numeral 7.2 de API 570.

Los cálculos correspondientes a las evaluaciones anteriormente descritas, para tramo de tubería se encuentran en el Anexo 2. En este se detalla paso a paso como se realizó la evaluación de los tramos del ducto.

The remaining life shall be calculated from the following formula:

$$\text{Remaining life (years)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{required}}}{\text{corrosion rate [inches (mm) per year]}} \quad (2)$$

where

$t_{\text{actual}}$  is the actual thickness, in inches (millimeters), measured at the time of inspection for a given location or component as specified in 5.7.

$t_{\text{required}}$  is the required thickness, in inches (millimeters), at the same location or component as the actual measurement computed by the design formulas (e.g. pressure and structural) before corrosion allowance and manufacturer's tolerance are added.

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 24***Lista de chequeo para la inspección visual api 570*

**ANEXO 1**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA LA INSPECCIÓN VISUAL API 570**

INFORMACION GENERAL			
Propietario/Usuario	ECOPETROL S.A.		
Contrato	3021210 - 3038501		
TAG/Nro capital	LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA GAS		
Localización	SUR ORITO		
Tipo de Inspección	ON STREAM		

ITEM	DESCRIPCION	SI /NO /NA	NOTA
<b>1</b>	<b>SOPORTES EN ACERO</b>		
1.1	Se observan perdidas de espesor debido a corrosión en los elementos estructurales.	NO	
1.2	Se observan daños mecánicos en los elementos.	NO	
3.3	Presenta deformaciones en los elementos. No están a escuadra.	NO	
1.4	Se observan grietas u otro mecanismo de deterioro en las soldaduras.	NO	
<b>2.</b>	<b>ANCLAJES</b>	<b>NA</b>	
2.1	Se observa adecuada instalación de los anclajes.		
2.2	Presentan corrosión, roturas, deformaciones o desgaste que afecten su integridad.		
<b>3.</b>	<b>SISTEMA DE RECUBRIMIENTO</b>	<b>NA</b>	
3.1	Se observa deterioro y/o pérdida de alguna capa		
3.2	Se observan grietas, ampollas y/o desprendimientos localizados.		
<b>4.</b>	<b>BRIDAS</b>		
4.1	Las tuercas y espárragos presentan algún tipo de deterioro	NO	
4.2	Se encuentran adecuadamente instalados los espárragos y tuercas	SI	

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 24**  
*Continuación*

**ANEXO 1**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA LA INSPECCIÓN VISUAL API 570**

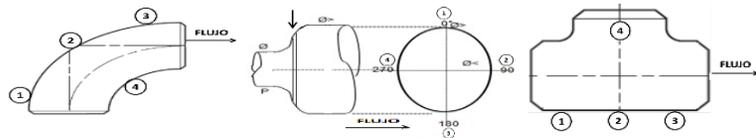
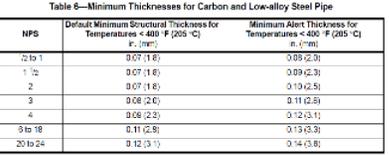
INFORMACION GENERAL			
Propietario/Usuario	ECOPETROL S.A.		
Contrato	3021210 - 3038501		
TAG/Nro capital	LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA GAS		
Localización	SUR ORITO		
Tipo de Inspección	ON STREAM		

ITEM	DESCRIPCION	SI /NO/NA	NOTA
4.3	Se observan tensiones irregulares o aflojamientos	NO	
4.4	El área de sello se encuentra en buenas condiciones	SI	
4.5	Se observa corrosión externa u otro tipo de daño	NO	
4.6	Se observan fugas o goteos	NO	
4.7	Se observa deterioro del Kit de aislamiento	NA	
<b>5</b>	<b>ESTADO MECANICO Y DE CORROSIÓN DE LA LINEA</b>		
<b>6</b>	<b>ESTADO DEL AISLAMIENTO TERMICO</b>	NA	
6.1	Se observan deterioro o roturas del foil		
6.2	Se observan perdidas del foil y/o el aislamiento		
6.3	Se observa deterioro de las zonas de sello del aislamiento		
<b>7</b>	<b>VALVULAS</b>		
7.1	Existen evidencias de fugas, goteos en los sellos del cuerpo de la válvula	NO	
7.2	los puntos de engrase se encuentran en mal estado	NO	
7.3	Se evidencian fenómenos de corrosión sobre la válvula.	NO	
7.4	La válvula se encuentra en condición subestándar	NO	

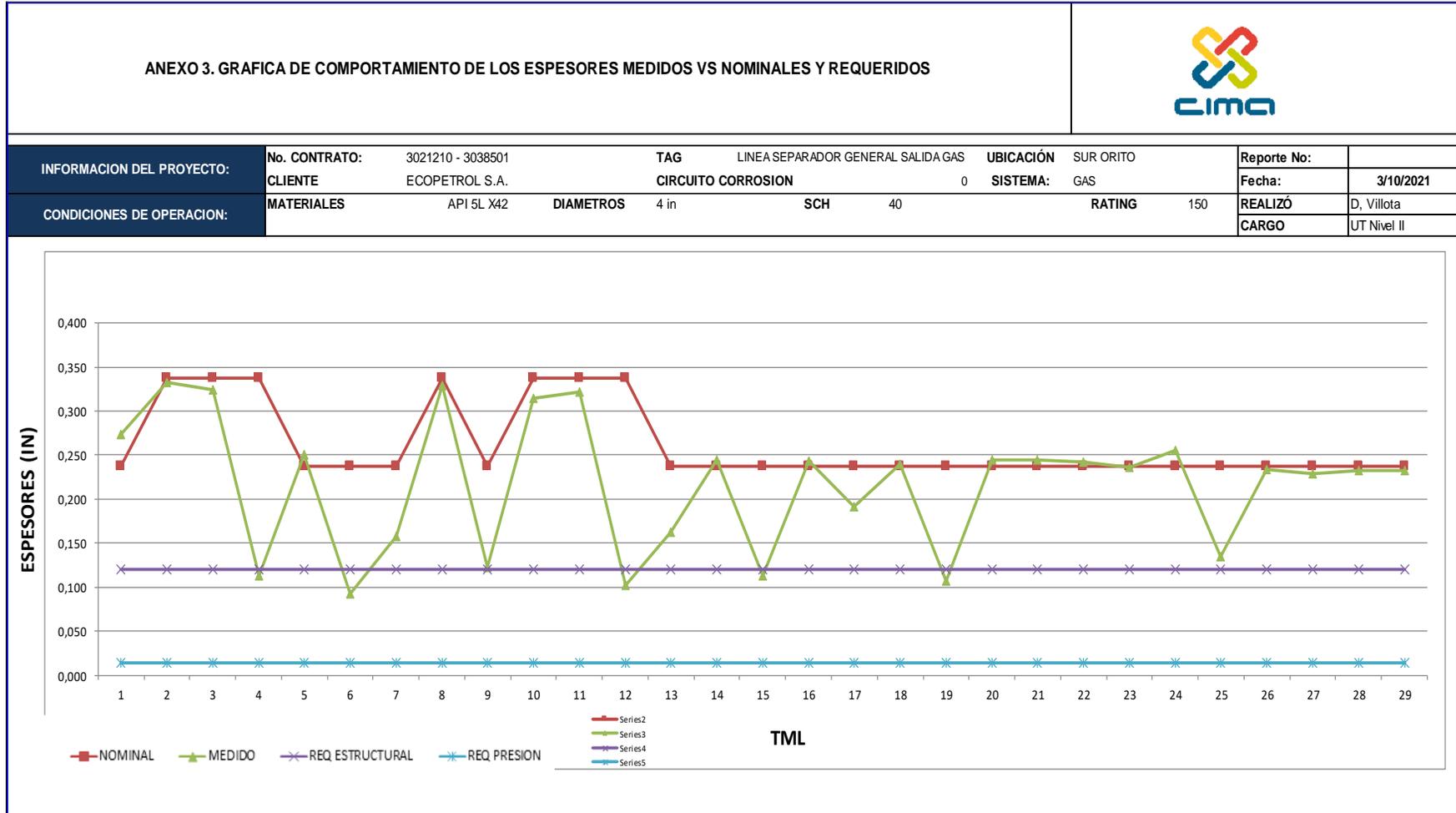
**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 25**  
Reporte de medición de espesores mediante UT

ANEXO 2. REPORTE DE MEDICION DE ESPESORES MEDIANTE UT																		
INFORMACION DEL PROYECTO:		No. CONTRATO: 3021210 - 3038501 CLIENTE: ECOPEPETROL S.A.										Reporte No: Fecha: 3/10/2021						
EQUIPO A INSPECCIONAR		TAG LINEA SEPARADOR GENERAL SALIDA GAS					UBICACIÓN		SUR ORITO			INSPECCIONÓ D, Villota						
INFORMACION SISTEMA ADQUISICION:		CIRCUITO CORROSION		BLOQUE CAL:		SISTEMA:		METODO ESCANEADO		E-E		CARGO						
		EQUIPO SERIAL		SERIAL:		PALPADOR SERIAL:		ACOPLANTE		CMC		Inspector UT						
CONDICIONES DE OPERACION:		MATERIAL		FLUIDO SERVICIO:		GAS		Corrosión allowance (mpy)		P. Operación		APROBÓ						
		E (Junta)		TEMPERATURA:		AMBIENTE		Mawp (Psi)		PSV SET		Lider Gestión						
		SMYS		TIEMPO EN SERVICIO:		10		Próxima Inspección (años)		RATING		CARGO						
												<b>RESULTADOS RELEVANTES</b> MIN MAWP psi -1330 MIN MACP psi 125 MIN VIDA RESID -2 MAX RATA mpy 23,5						
												Categoría 1 Acción Inmediata Categoría 2 Acción < 30 Días Categoría 3 Revisión de VR Categoría 4 No Intervención						
TML	DIAL (inch)	SCH	ACCESORIO	POSICION				ESPESO MINIMO (inch)	ESPESO PROMEDIO (inch)	ESPESO REQUERIDO (B31.3 inch)	ESPESO REQUERIDO (API 574 Tabla 6)	ESPESO NOMINAL (inch)	RATA DE CORROSION (pulg/año) L.T.	MAWP.PSI PRÓXIMO PERIODO DE INSP.	% PERDIDA ESPESOR	VIDA REMANENTE (AÑOS)	MACP (PSI)	CATEGORIZACION
1	4.0	30	CODO	0,282	0,274	0,275	0,276	0,274	0,277	0,014	0,120	0,237	0,00001	125	-	15400	125	categoria4
2	4.0	40	TUBO	0,344	0,338	0,333	0,334	0,333	0,337	0,014	0,120	0,337	0,00040	125	1%	533	125	categoria4
3	4.0	40	TUBO	0,346	0,332	0,332	0,324	0,324	0,334	0,014	0,120	0,337	0,00130	125	4%	157	125	categoria4
4	4.0	40	TUBO	0,323	0,323	0,113	0,345	0,113	0,276	0,014	0,120	0,337	0,02240	-1110	66%	0	125	categoria4
5	4.0	40	CODO	0,250	0,252	0,257	0,253	0,250	0,253	0,014	0,120	0,237	0,00001	125	-	13000	125	categoria4
6	4.0	40	TUBO	0,257	0,093	0,310	0,310	0,093	0,243	0,014	0,120	0,237	0,01440	-510	61%	-2	125	categoria4
7	4.0	40	TUBO	0,343	0,343	0,158	0,183	0,158	0,257	0,014	0,120	0,237	0,00790	125	33%	5	125	categoria4
8	4.0	40	TUBO	0,338	0,339	0,329	0,329	0,329	0,334	0,014	0,120	0,337	0,00080	125	2%	261	125	categoria4
9	4.0	40	CODO	0,123	0,233	0,236	0,242	0,123	0,209	0,014	0,120	0,237	0,01140	90	48%	0	125	categoria4
10	4.0	30	TUBO	0,324	0,314	0,341	0,322	0,314	0,325	0,014	0,120	0,337	0,00230	125	7%	84	125	categoria4
11	4.0	40	TUBO	0,325	0,322	0,322	0,333	0,322	0,326	0,014	0,120	0,337	0,00150	125	4%	135	125	categoria4
12	4.0	40	TUBO	0,316	0,316	0,327	0,102	0,102	0,265	0,014	0,120	0,337	0,02350	-1330	70%	-1	125	categoria4
13	4.0	40	TEE	0,257	0,239	0,236	0,162	0,162	0,224	0,014	0,120	0,237	0,00750	125	32%	6	125	categoria4
14	4.0	40	TUBO	0,245	0,244	0,244	0,245	0,244	0,245	0,014	0,120	0,237	0,00001	125	-	12400	125	categoria4
15	4.0	40	CODO	0,197	0,197	0,113	0,198	0,113	0,176	0,014	0,120	0,237	0,01240	-110	52%	-1	125	categoria4
16	4.0	40	TUBO	0,246	0,246	0,249	0,243	0,243	0,246	0,014	0,120	0,237	0,00001	125	-	12300	125	categoria4
17	4.0	40	TUBO	0,245	0,247	0,191	0,246	0,191	0,232	0,014	0,120	0,237	0,00460	125	19%	15	125	categoria4
18	4.0	40	TUBO	0,240	0,244	0,242	0,242	0,240	0,242	0,014	0,120	0,237	0,00001	125	-	12000	125	categoria4
19	4.0	40	CODO	0,247	0,246	0,107	0,244	0,107	0,211	0,014	0,120	0,237	0,01300	-230	55%	-1	125	categoria4
20	4.0	40	TUBO	0,249	0,246	0,246	0,245	0,245	0,247	0,014	0,120	0,237	0,00001	125	-	12500	125	categoria4
21	4.0	40	TUBO	0,247	0,245	0,246	0,246	0,245	0,246	0,014	0,120	0,237	0,00001	125	-	12500	125	categoria4
22	4.0	40	TUBO	0,248	0,248	0,242	0,243	0,242	0,245	0,014	0,120	0,237	0,00001	125	-	12200	125	categoria4
23	4.0	40	TUBO	0,241	0,240	0,240	0,236	0,236	0,239	0,014	0,120	0,237	0,00010	125	0%	1160	125	categoria4
24	4.0	40	TUBO	0,266	0,266	0,255	0,255	0,255	0,261	0,014	0,120	0,237	0,00001	125	-	13500	125	categoria4
25	4.0	40	TEE	0,236	0,135	0,237	0,233	0,135	0,210	0,014	0,120	0,237	0,01020	125	43%	1	125	categoria4
26	4.0	40	TUBO	0,235	0,238	0,234	0,235	0,234	0,236	0,014	0,120	0,237	0,00030	125	1%	380	125	categoria4
27	4.0	40	TUBO	0,232	0,229	0,229	0,233	0,229	0,231	0,014	0,120	0,237	0,00080	125	3%	136	125	categoria4
28	4.0	40	CODO	0,233	0,235	0,235	0,238	0,233	0,235	0,014	0,120	0,237	0,00040	125	2%	283	125	categoria4
29	4.0	40	TUBO	0,236	0,235	0,234	0,233	0,233	0,235	0,014	0,120	0,237	0,00040	125	2%	283	125	categoria4

Nota: Fuente: autor del proyecto. (2022)

**Tabla 26**  
*Grafica de comportamiento de los espesores medidos vs nominales y requeridos*



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)

## Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones

Con relación a lo expuesto se dieron a conocer algunas técnicas de ensayos no destructivos que nos permite evaluar el estado mecánico del separador, así mismo realizar una planeación de trabajo con el objetivo de ejecutar trabajos de manera segura, aplicando los instructivos y herramientas necesarias. Finalmente se realizó la evaluación de integridad del estado mecánico del separador general trifásico y se determina que no existen hallazgos relevantes que afecten la integridad del equipo.

Respecto a los datos no se observan pérdidas de espesor debido a corrosión interna que puede afectar la integridad del ducto a las condiciones actuales de operación. Tal condición es descrita detalladamente en los registros de espesores, luego de realizar la evaluación de espesores, se determinó que el equipo tiene bajas tasas de corrosión, evidentemente no existen hallazgos relevantes correspondientes a picaduras externas.

De acuerdo a lo observado en campo y a la data de inspección, se concluye que el equipo es **apto para el servicio** a las condiciones de operación establecidas en el estampe y ventanas operativas, siempre y cuando se realicen las recomendaciones abajo descritas.

- ✓ Realizar las próximas inspecciones en los siguientes intervalos
- ✓ Realizar cambio de elemento que presenta espesores bajos en TML 17 (tee), Realizar inspección en un periodo no mayor a cinco años.

TIPO DE INSPECCIÓN	FECHA PRÓXIMA INSPECCIÓN/PERIODICIDAD	PERSONA A CARGO
Inspección externa	2/10/2026	Inspector Autorizado
Medición de espesores	2/10/2026	Inspector Autorizado

De tal modo los intervalos de inspección pueden ser ampliados y/o modificados por una evaluación RBI, o estableciéndolos acorde a las reglas del API 510 Cap9.

## Referencias

- Afzali, P., Keynia, F., & Rashidinejad, M. (2019). A new model for reliability-centered maintenance prioritisation of distribution feeders. *Energy*, *171*, 701-709.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.040>
- ANH. (2021). La Cadena del Sector Hidrocarburos. Recuperado de portal regionalizacion website:  
<https://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>
- API. (2014). Tanque de inspección, reparación, modificación y reconstrucción. *Energy API*.  
 Recuperado de [https://www.academia.edu/9623283/NORMA\\_API\\_653\\_EN\\_ESPAÑOL](https://www.academia.edu/9623283/NORMA_API_653_EN_ESPAÑOL)
- Based, R., Rp, I. R., Ramirez, E. M., Palacios, K. M., & Jara, U. S. (2010). Inspección Basada En El Riesgo (Ibr-API Rp 580). *Revista del Instituto de Investigación de la Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica*, *13*(26).
- Biomorgi, J., Hernández, S., Marín, J., Rodríguez, E., Lara, M., & Vilorio, A. (2012). Evaluación de los mecanismos de corrosión presentes en las líneas de producción de crudo y gas ubicadas en el Noreste de Venezuela. *Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales*, *32*(1), 96-106. Recuperado de [http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0255-69522012000100012&lng=es&nrm=iso&tlng=es](http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0255-69522012000100012&lng=es&nrm=iso&tlng=es)
- Cabrera, L. F. S. (2008). La confiabilidad integral del activo. *Ingeniería Mecánica*, *11*(1), 49-56.
- Carrión Guamán, A. I. (2019). EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE TUBERÍA Y ACCESORIOS EN LÍNEAS DE INYECCIÓN Y RETORNO EMPLEADA PARA BOMBEO HIDRÁULICO CON MTU DE LA EMPRESA SERTECPET S.A. (Escuela Politécnica Nacional). Recuperado de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/786%0Ahttps://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/1>

5000/786/1/CD-1222.pdf

Doherty, V. F., & Otitolaju, A. A. (2016). Occurrence and distribution of monocyclic aromatic hydrocarbons (BTEX) and the impact on macrobenthic community structure in Lagos lagoon, Nigeria. *Environmental Monitoring and Assessment*, 188(10).

<https://doi.org/10.1007/s10661-016-5576-9>

Dueñas Cornejo, M. F., & Olaya Arguello, C. C. (2011). ESTADO DEL ARTE DE LA IMPLEMENTACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN EN SEPARADORES TRIFÁSICOS. (Vol. 16). UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA ESCUELA.

Hamdan, K., Tavangar, M., & Asadi, M. (2021). Optimal preventive maintenance for repairable weighted k-out-of-n systems. *Reliability Engineering and System Safety*, 205(September 2020), 107267. <https://doi.org/10.1016/j.res.2020.107267>

HOCOL. (2021). ¿Cómo se produce el acero? *Energía y Ambiente*, 20.

ICONTEC, (Instituto Colombiano de Normas Técnicas). (1995). ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS. GUIA PARA LA REALIZACION DEL ENSAYO RADIOGRAFICO. *NORMA TÉCNICA COLOMBIANA*, pp. 1-24. Recuperado de <https://docplayer.es/80747103-Norma-tecnica-colombiana-3777.html>

Infogripe, P., Abertos, P. D., Saúde, M., Barbosa, F. S., Barzotto, P. C., Espacios, H. R., ...

Federal, U. (2020). The American Society for Nondestructive Testing. *Canadian Journal of Agricultural Economics/Revue canadienne d'agroéconomie*, 20(1), 98-99. Recuperado de <https://www.asnt.org/>

ISS RD, S. (2021). MFL – Fugas de Flujo Magnético. Recuperado 8 de septiembre de 2021, de [issrd.com](https://issrd.com) website: <https://issrd.com/flujo-magnetico/>

Jaramillo Jimenez, V., Bouhmala, N., & Haugen Gausdal, A. (2020). Developing a predictive

maintenance model for vessel machinery. *Journal of Ocean Engineering and Science*, 5(4), 358-386. <https://doi.org/10.1016/j.joes.2020.03.003>

La Republica. (2021). Producción de gas en Colombia registró un aumento de 9,8% durante junio de este año. Recuperado 12 de septiembre de 2021, de economía y energia website: <https://www.larepublica.co/economia/produccion-de-gas-en-colombia-registro-un-aumento-de-98-durante-junio-de-este-ano-3211151>

Llamas, J. (2021). Investigación tecnológica - Qué es, definición y concepto. Recuperado 8 de septiembre de 2021, de Economipedia website: <https://economipedia.com/definiciones/investigacion-tecnologica.html>

Magnetrol. (2021). Separadores de gas natural. Recuperado 11 de septiembre de 2021, de AMETEK website: <https://www.magnetrol.com/es/separadores-de-gas-natural>

Mendoza González, E., Quintero Ortiz, L., & Santos Castañeda, G. (2010). Ensayos no destructivos como herramienta para el dimensionamiento de discontinuidades en la superficie externa de tuberías. *Revista UIS Ingenierías*, 9(2), 171-181.

MERA TERÁN, C. R. (2014). PLANIFICACIÓN TÉCNICA PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN V-110 EN EL CAMPO MARIANN Y PLATAFORMA ALELUYA PARA EL PERÍODO 2013-2018 (UNIVERSIDAD ESTATAL “PENÍNSULA DE SANTA ELENA”). Recuperado de [https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/1667/1/PLANIFICACIÓN TÉCNICA PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN V-110 EN EL CAMPO MARIANN Y PLATAFORMA ALELUYA PARA EL PERÍODO 2013-2018.pdf](https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/1667/1/PLANIFICACIÓN_TÉCNICA_PARA_EL_MANTENIMIENTO_PREVENTIVO_DEL_SEPARADOR_DE_PRODUCCIÓN_V-110_EN_EL_CAMPO_MARIANN_Y_PLATAFORMA_ALELUYA_PARA_EL_PERÍODO_2013-2018.pdf)

Mesa, S. L., Orjuela, J. M., Ortega Ramírez, A. T., & Sandoval, J.-A. (2018). Revisión del

panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana.

*Gestión y Ambiente*, 21(1), 87-98. <https://doi.org/10.15446/ga.v21n1.69792>

Olympus Corporation. (2017). Ensayos por ultrasonido. Recuperado 8 de septiembre de 2021, de olympus-ims.com website: <https://www.olympus-ims.com/es/ultrasonic-testing-faqs/>

OSHA. (2015). OSHA CFR 1910.119. *Directorate of Compliance Programs*, 13(3), 1576-1580.

PORTAFOLIO. (2018). Gas natural, pieza clave en el engranaje de la industria. Recuperado 12 de septiembre de 2021, de economia website: <https://www.portafolio.co/economia/gas-natural-pieza-clave-en-el-engranaje-de-la-industria-523874>

Prieto Jiménez, N., González Silva, G., & Chaves Guerrero, A. C. G. (2019). Revisión del proceso de separación de fases del gas natural a alta presión en la industria Oil&Gas. *Entramado*, 15(1), 312-329. <https://doi.org/10.18041/1900-3803/entramado.1.5433>

Ramírez Reyes, O. (2019). La confiabilidad e integridad mecánica en sistemas de tuberías enterradas, de acero al carbono, aplicando la norma NACE SP502. *CIATEQ*.

Requena G., J. L., & Rodríguez M., M. F. (2006). *Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos* (Universidad Central de Venezuela). Recuperado de <http://oilproduction.net/cms3/files/Separadores Bifasicos y Trifasico.pdf>

Research, I. (2020). ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS Y CUÁNDO APLICARLOS. Recuperado 8 de septiembre de 2021, de Infinitia Research website: <https://www.infinitiaresearch.com/noticias/ensayos-no-destructivos-definicion-aplicacion/>

Rivero, W. (2016). Mejores prácticas para la implementación de un sistema de integridad mecánica. *Petrotecnia*, 38-57.

Schlumberger. (2020). separador trifásico. Recuperado 8 de septiembre de 2021, de glossary.oilfield.slb.com website: <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/t/three->

phase\_separator

Servicio de acreditación Ecuatoriano. (2018). Inspección visual, la técnica más versátil entre los Ensayos No Destructivos. Recuperado 8 de septiembre de 2021, de Acreditación.com website: <https://www.acreditacion.gob.ec/inspeccion-visual-ensayo-no-destructivo/>

Velásquez Arias, J. A. (2017). Contaminación de suelos y aguas por hidrocarburos en Colombia. Análisis de la fitorremediación como estrategia biotecnológica de recuperación. *Revista de Investigación Agraria y Ambiental*, 8(1), 151-168.

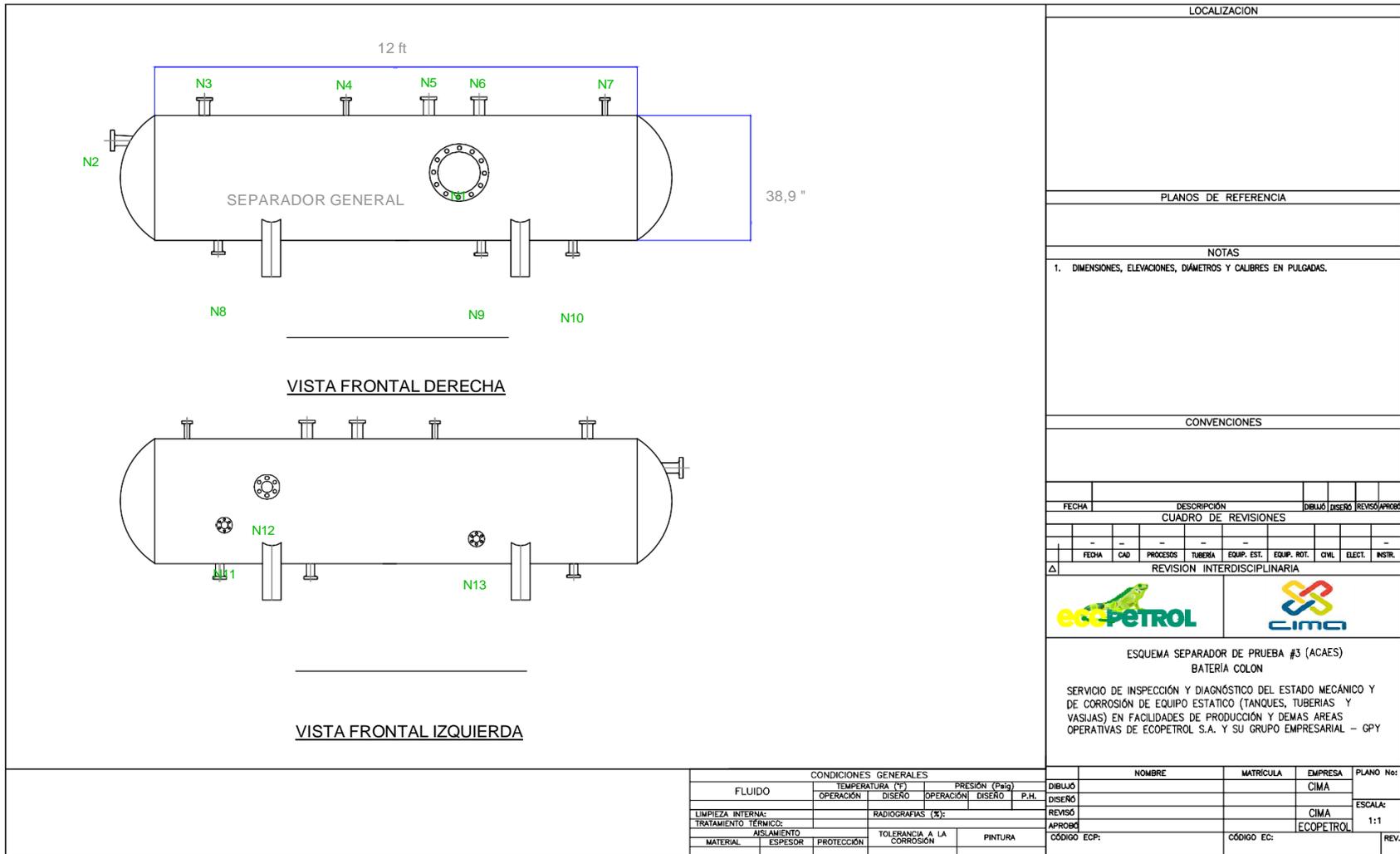
Yavuz, O., Doğan, E., Carus, E., & Görgülü, A. (2019). Reliability Centered Maintenance Practices in Food Industry. *Procedia Computer Science*, 158, 227-234.  
<https://doi.org/10.1016/j.procs.2019.09.046>

Zhang, F., Shen, J., Liao, H., & Ma, Y. (2021). Optimal preventive maintenance policy for a system subject to two-phase imperfect inspections. *Reliability Engineering and System Safety*, 205(December 2019), 107254. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2020.107254>

**Apéndices**

**Apéndice A**

*Plano isométrico separador general trifásico*

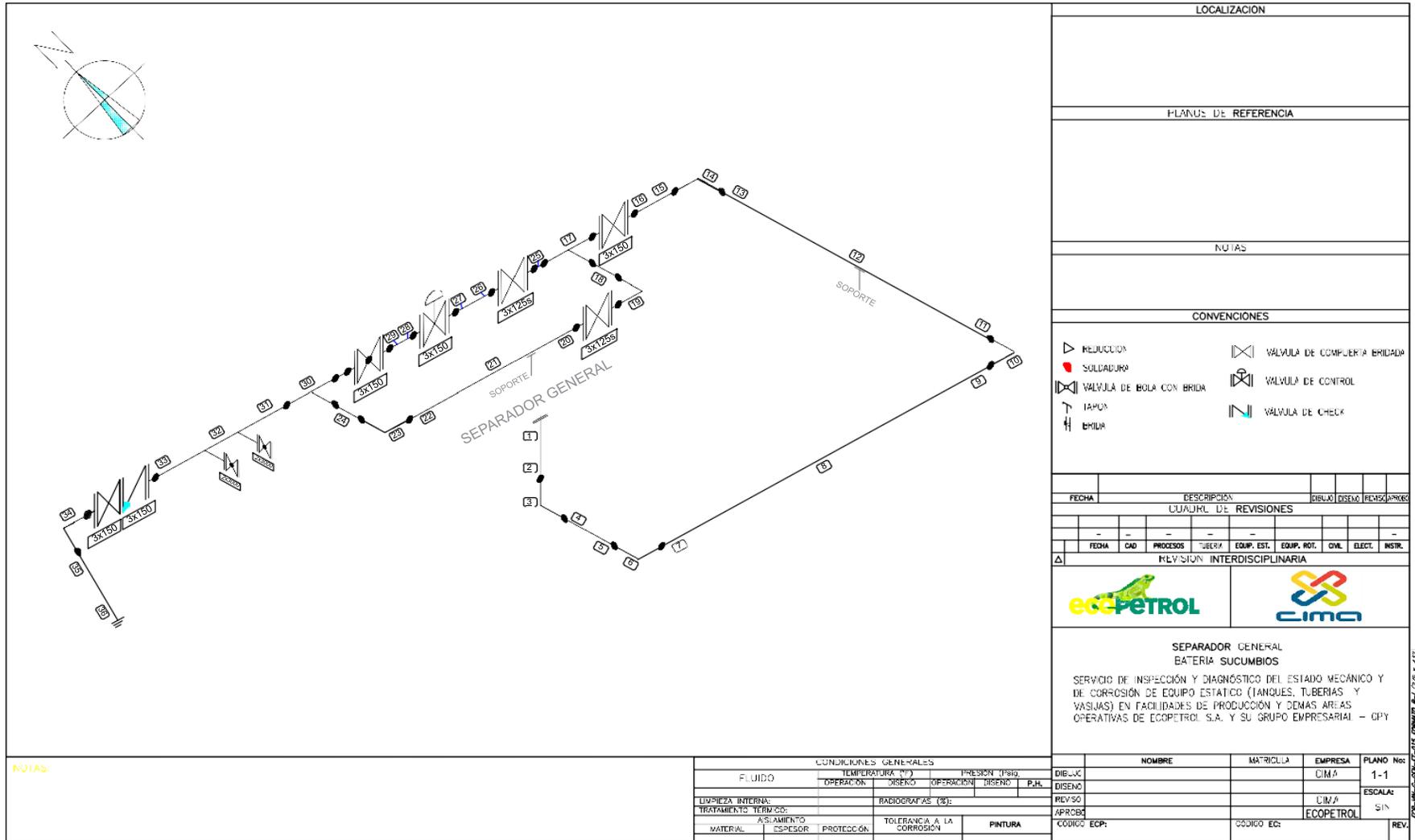


**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

Este documento es propiedad de ECOPETROL S.A. no debe ser copiado, reproducido y/o circulado sin su autorización.  
This document is property of ECOPETROL S.A. It shall not be copied, reproduced and/or circulated without authorization.

**Apéndice B**

*Plano isométrico línea salida de crudo del separador trifásico*



LOCALIZACION								
PLANOS DE REFERENCIA								
NOTAS								
CONVENCIONES								
<ul style="list-style-type: none"> <li>▷ REDUCCION</li> <li>■ SOLDADURA</li> <li>⊗ VALVULA DE BOLA CON BRIDA</li> <li>T TAPON</li> <li>⊥ BRIDA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>⊗ VALVULA DE COMPLETA BRIDA</li> <li>⊗ VALVULA DE CONTROL</li> <li>⊗ VALVULA DE CHECK</li> </ul>							
FECHA	DESCRIPCION							
CUADRO DE REVISIONES								
FECHA	CAD	PROCESOS	TUBERIA	EQUIP. EST.	EQUIP. ROT.	CIVIL	ELECT.	INSTR.
REVISION INTERDISCIPLINARIA								
<b>SEPARADOR GENERAL</b> <b>BATERIA SUCUBIOS</b> SERVICIO DE INSPECCION Y DIAGNOSTICO DEL ESTADO MECANICO Y DE CORROSION DE EQUIPO ESTATICO (TANQUES, TUBERIAS Y VASIJAS) EN FACILIDADES DE PRODUCCION Y DEMAS AREAS OPERATIVAS DE ECOPETROL S.A. Y SU GRUPO EMPRESARIAL - CPY								
CONDICIONES GENERALES		NOMBRE	MATRICULA	EMPRESA	PLANO No:			
FLUIDO	TEMPERATURA (°F)			CIMA	1-1			
	OPERACION	DISEÑO	OPERACION	DISEÑO	P.H.			
LIMPIEZA INTERNA:		RADIOGRAFAS (R):		PREVISO	ESCALA:			
TREATAMIENTO TERMICO:				APROBADO	SIN			
MATERIAL	ASAMBLAJE	ESPESOR	PROTECCION	TOLENCIA A LA CORROSION	PINTURA			

**Nota:** Fuente: autor del proyecto. (2022)

Este documento es propiedad de ECOPETROL S.A. no debe ser copiado, reproducido y/o circulado sin su autorización.  
This document is property of ECOPETROL S.A. it shall not be copied, reproduced and/or circulated without authorization.



**Apéndice D**  
*Registros fotográficos*



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)



*Nota:* Fuente: autor del proyecto. (2022)