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

## RESUMEN TRABAJO DE GRADO

AUTOR(ES): NOMBRES Y APELLIDOS COMPLETOS

NOMBRE(S): JAVIER ARTURO APELLIDOS: CORREA SUAREZ

NOMBRE(S): \_\_\_\_\_ APELLIDOS: \_\_\_\_\_

NOMBRE(S): \_\_\_\_\_ APELLIDOS: \_\_\_\_\_

FACULTAD: INGENIERÍA

PLAN DE ESTUDIOS: INGENIERÍA MECÁNICA

DIRECTOR:

NOMBRE(S): GONZALO DE LA CRUZ APELLIDOS: ROMERO GARCIA

NOMBRE(S): \_\_\_\_\_ APELLIDOS: \_\_\_\_\_

TÍTULO DEL TRABAJO (TESIS): DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO BASADO EN APLICACIÓN DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS A LÍNEA DE PROCESO DE HIDROCARBUROS DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES EN LA ESTACIÓN J25 DE CAMPO TIBÚ

En este proyecto se describe el desarrollo de la aplicación de las técnicas de ensayos no destructivos para implementación del mantenimiento predictivo a la línea de tubería que conecta los tratadores térmicos generales en la salida de hidrocarburo de los mismos, y transporta el fluido hasta los tanques de almacenamiento, dentro de la estación de bombeo J-25 en el campo Tibú. Para el diseño del plan de mantenimiento se discriminaron los elementos que componen el sistema de tubería y seguidamente se determinaron los mecanismos de falla que se pueden presentar en cada uno de dichos elementos. Posteriormente con los parámetros y condiciones conocidas de la línea de tubería, se seleccionaron las técnicas de ensayos no destructivos más adecuadas para el caso, se diseñaron los formatos para la recopilación y procesamiento de los datos que luego se obtuvieron de la aplicación de las técnicas. A partir de los datos obtenidos se definieron las recomendaciones pertinentes para las actividades de mantenimiento de la tubería y se estableció el intervalo de inspección según condición de la tubería.

PALABRAS CLAVES: MANTENIMIENTO, PREDICTIVO, INSPECCIÓN, TUBERÍA

CARACTERÍSTICAS: PÁGINAS: 135 PLANOS: 0 ILUSTRACIONES: 11 CD ROOM: 0

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO  
BASADO EN APLICACIÓN DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS A LÍNEA DE PROCESO  
DE HIDROCARBUROS DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES EN LA ESTACIÓN  
J25 DE CAMPO TIBÚ

JAVIER ARTURO CORREA SUAREZ

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
SAN JOSÉ DE CÚCUTA

2021

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO  
BASADO EN APLICACIÓN DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS A LÍNEA DE PROCESO  
DE HIDROCARBUROS DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES EN LA ESTACIÓN  
J25 DE CAMPO TIBÚ

JAVIER ARTURO CORREA SUAREZ

Anteproyecto de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero Mecánico

Director

ING. GONZALO DE LA CRUZ ROMERO GARCIA

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA

SAN JOSÉ DE CÚCUTA

2021

## ACTA DE SUSTENTACIÓN DE UN TRABAJO DE GRADO

**FECHA:** CÚCUTA, 3 DE DICIEMBRE 2021  
**HORA:** 04:00 P.m.  
**LUGAR:** PLATAFORMA VIRTUAL GOOGLE MEET  
**PLAN DE ESTUDIOS:** INGENIERÍA MECÁNICA

**TÍTULO:** "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO BASADO EN APLICACIÓN DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS A LA LÍNEA DE PROCESO DE HIDROCARBUROS DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES EN LA ESTACIÓN J25 DE CAMPO TIBÚ".

**Jurados:** ING. GERMAN ADOLFO JABBA CASTAÑEDA  
ING. YEZITH JELMARO ROJAS ORTEGA

**Director:** ING. GONZALO DE LA CRUZ ROMERO GARCÍA

Nombre del estudiante	Código	Calificación	
		Letra	Número
JAVIER ARTURO CORREA SUAREZ	1121863	Cuatro, Cuatro	4.4

### **APROBADA**



ING. GERMAN ADOLFO JABBA CASTAÑEDA



ING. YEZITH JELMARO ROJAS ORTEGA

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

## Tabla de Contenido

Introducción	13
1. Problema	15
1.1. Título	15
1.2. Planteamiento del Problema	15
1.3. Formulación del Problema	15
1.4. Justificación	16
1.5. Objetivos	16
1.5.1. Objetivo general	16
1.5.2. Objetivos específicos	17
1.6. Alcances y Delimitaciones	17
1.6.1. Alcances	17
1.6.2. Limitaciones y Delimitaciones	17
2. Marco Teórico	19
2.1. Antecedentes	19
2.2. Marco Teórico	21
2.3. Marco Conceptual	42
2.4. Fundamentos legales.	50
3. Diseño Metodológico	51
3.1. Tipo de Investigación	51
3.2. Fuentes de Información	51
3.2.1. Fuentes de información primarias	51

3.2.2.	Fuentes de información secundarias	51
4.	Desarrollo De La Estrategia	52
4.1.	Caracterización De Los Componentes De La Línea De Tubería	52
4.2.	Mecanismos De Falla De Las Tuberías	56
4.3.	Plan De Mantenimiento Predictivo	64
4.4.	Resultados para formulación de actividades preventivas de mantenimiento, y mitigación de fallas y riesgos.	114
	Conclusiones	122
	Recomendaciones	123
	Referencias Bibliográficas	124

## Lista de Tablas

Tabla 1. Niveles de intensidad para efectuar un mantenimiento	29
Tabla 2. Equipos dinámicos.	36
Tabla 3. Equipos estáticos.	37
Tabla 4. Equipos eléctricos.	37
Tabla 5. Equipos electrónicos.	37
Tabla 6. Sección inicial de formato para registro de datos en campo durante la aplicación de inspección visual.	65
Tabla 7. Sección intermedia de formato para registro de datos en campo durante la aplicación de inspección visual.	65
Tabla 8. Sección final de formato para registro de datos en campo durante la aplicación de inspección visual.	66
Tabla 9. Vista general formato para registro de datos en campo durante la aplicación de inspección visual.	66
Tabla 10. Formato para registro de datos en hoja de cálculo de la aplicación de Medición de espesores por método de contacto pulso eco ultrasonido manual - Scan A y Scan B.	67
Tabla 11. Sección 1 de formato para evaluación de datos recogidos durante la inspección	73
Tabla 12. Sección 2 de formato para evaluación de datos recogidos durante la inspección	75
Tabla 13. Sección 3 de formato para evaluación de datos recogidos durante la inspección	78
Tabla 14. Sección 4, 5 y 6 de formato para evaluación de datos recogidos durante la inspección	80
Tabla 15. Sección 7 y 8 de formato para evaluación de datos recogidos durante la inspección.	83
Tabla 16. Sección 9 de formato para evaluación de datos recogidos durante la inspección.	85
Tabla 17. Cálculos de integridad para evaluación de datos recogidos durante la inspección.	89

Tabla 18. Plan de inspección Línea Salida de tratadores térmicos a tanques	96
Tabla 19. Mecanismos y defectos de soldadura	97
Tabla 20. Espesores de retiro calculados por API 574	100
Tabla 21. Características de diseño y operación Línea Salida de tratadores térmicos a tanques	102
Tabla 22. Evaluación por ultrasonido Línea Salida de tratadores térmicos a tanques.	103
Tabla 23. Corrosión Interna Línea Salida de tratadores térmicos a tanques.	105
Tabla 24. Corrosión general Línea Salida de tratadores térmicos a tanques.	106
Tabla 25. Picaduras no críticas Línea Salida de tratadores térmicos a tanques	106
Tabla 26. Abolladura Línea Salida de tratadores térmicos a tanques	107
Tabla 27. Recubrimiento Línea Salida de tratadores térmicos a tanques	107
Tabla 28. Soportes para mantenimiento Línea Salida de tratadores térmicos a tanques	108
Tabla 29. Soportes para cambio Línea Salida de tratadores térmicos a tanques	109
Tabla 30. Soporte faltantes Línea Salida de tratadores térmicos a tanques	109
Tabla 31. Tubería enterrada Línea Salida de tratadores térmicos a tanques.	110
Tabla 32. Accesorios Línea Salida de tratadores térmicos a tanques	110
Tabla 33. Tubería en contacto con piso Línea Salida de tratadores térmicos a tanques.	112
Tabla 34. Registro fotográfico	113
Tabla 35. Próximo intervalo de inspección visual y espesores	114
Tabla 36. Intervalos del plan de mantenimiento de la tubería de tratadores térmicos generales a tanques	121



## Lista de Figuras

Figura 1. Historia del mantenimiento	24
Figura 2. Dependencia jerárquica con departamentos independientes.	27
Figura 3. Dependencia jerárquica con departamentos de colaboración.	27
Figura 4. Tipos y niveles de mantenimiento.	28
Figura 5. Diagrama de decisión para efectuar mantenimiento	29
Figura 6. Curva P-F.	33
Figura 7. Inspección visual aplicada a la tubería de transporte de hidrocarburo desde tratadores térmicos a tanques de almacenamiento.	69
Figura 8. Registro de datos de Inspección visual aplicada a la tubería de transporte de hidrocarburo desde tratadores térmicos a tanques de almacenamiento.	69
Figura 9. Scan A en tramos rectos.	70
Figura 10. Scan A en accesorios.	70
Figura 11. Scan B en tramos rectos y en accesorios.	72

## Lista de Anexos

Anexo 1. Esquema Línea Salida de crudo de Tratadores Térmicos Generales a Tanques	126
Anexo 2. Panorámica del recorrido de la tubería desde tratadores térmicos a tanques	126
Anexo 3. Panorámica de tramo final de inspección	127
Anexo 4. Aplicación de ensayo de espesores por ultrasonido Scan A	127
Anexo 5. Ensayo con EMAT desde Cml 10a al 10L	128
Anexo 6. Visualización del screen arrojado por el equipo Innerspec durante la aplicación de ondas guiadas	129
Anexo 7. Tabla de tamaños nominales de tubería, programas, clases de peso y dimensiones de tubería de acero ferrítico	130
Anexo 8. Tabla de tamaños nominales de tubería, programas, clases de peso y dimensiones de tubería de acero ferrítico parte 2	131
Anexo 9. Tabla de tamaños nominales de tubería, programas, clases de peso y dimensiones de tubería de acero ferrítico parte 3	132
Anexo 10. Tabla de tamaños nominales de tubería, programas, clases de peso y dimensiones de tubería de acero ferrítico parte 4	133
Anexo 11. Tabla de esfuerzos permitidos básicos en tensión para metales	134
Anexo 12. Criticidad según porcentaje de pérdida o desgaste de material	135

## **Resumen**

En este proyecto se describe el desarrollo de la aplicación de las técnicas de ensayos no destructivos para implementación del mantenimiento predictivo a la línea de tubería que conecta los tratadores térmicos generales en la salida de hidrocarburo de los mismos, y transporta el fluido hasta los tanques de almacenamiento, dentro de la estación de bombeo J-25 en el campo Tibú.

Para el diseño del plan de mantenimiento se discriminaron los elementos que componen el sistema de tubería y seguidamente se determinaron los mecanismos de falla que se pueden presentar en cada uno de dichos elementos.

Posteriormente con los parámetros y condiciones conocidas de la línea de tubería, se seleccionaron las técnicas de ensayos no destructivos más adecuadas para el caso, se diseñaron los formatos para la recopilación y procesamiento de los datos que luego se obtuvieron de la aplicación de las técnicas.

A partir de los datos obtenidos se definieron las recomendaciones pertinentes para las actividades de mantenimiento de la tubería y se estableció el intervalo de inspección según condición de la tubería.

## **Abstract**

This project describes the development of the application of non-destructive test techniques for the implementation of predictive maintenance to the pipeline that connects the general heat treatment units at their hydrocarbon outlet, and transports the fluid to the tanks of storage, inside the J-25 pumping station in the Tibú field.

For the design of the maintenance plan, the elements that make up the pipeline system were distinguished and then the failure mechanisms that may occur in each of these elements were determined.

Subsequently, with the known parameters and conditions of the pipeline, the most appropriate non-destructive testing techniques were selected for the case, the formats for the collection and processing of the data that were later obtained from the application of the techniques were designed.

From the data obtained, the pertinent recommendations for the maintenance activities of the pipeline were defined and the inspection interval was established according to the condition of the pipeline.

## Introducción

Existen varios tipos de mantenimientos comúnmente usados en la industria, los cuales son el resultado de la evolución y el anhelo de hacer un trabajo cada vez más efectivo, y ocasionando los menores costos y traumatismos para las organizaciones. El mantenimiento predictivo es el resultado de varias etapas de evolución para lograr resultados manteniendo la empresa en marcha, favoreciendo la productividad. Se concibe el mantenimiento como un proceso integrado e interdisciplinario de la empresa al que contribuyen también otros departamentos, a fin de que, trabajando en equipo, desde diferentes ángulos y de manera sistemática, como una preocupación de toda la organización, se optimice el uso de recursos y se aumente la disponibilidad útil y plena de los equipos disponibles, a fin de aumentar los resultados favoreciendo la productividad. El mantenimiento es identificado como una poderosa fuente de beneficios, frente al antiguo concepto de mantenimiento como "mal necesario", dado que anticipa hechos previniendo daños mayores que obviamente resultarían más costosos de solucionar. Ante la importancia de la necesidad de la continuidad de la operatividad y del aumento progresivo de la productividad para garantizar la competitividad, la posibilidad de que una máquina falle y las correspondientes consecuencias para la empresa es un riesgo que hay que gestionar con diligencia y oportunidad a fin de evitar al máximo los traumatismos y disminuir el impacto económico negativo que pueda generar; teniendo como objetivo contar con la disponibilidad inmediata y oportuna en cada caso, de los elementos necesarios para solucionar, bajo los más estrictos parámetros de economía y efectividad. El mantenimiento predictivo es aquel conjunto de acciones que se determinan y técnicas que se efectúan con objetivo específico de detectar posibles fallas y defectos de los equipos, en disposición de predecir el surgimiento de posibles averías en los equipos eléctricos, artefactos, maquinaria pesada, o en general, equipos estáticos y dinámicos usados para la industria.

El mantenimiento predictivo se aplica en etapas iniciales para evitar que los fallos se manifiesten de forma dimensionada durante su funcionamiento, evitando así que se presenten paros de emergencia, y tiempos muertos, ocasionando un impacto financiero negativo con altos

costos de reparación, además de un impacto ambiental desfavorable y, por último, pero no menos importante, un riesgo para las personas y los asentamientos humanos aledaños, y adicionalmente, permitiendo de forma anexa extender la vida útil de los equipos e instalaciones. El mantenimiento predictivo tiene como misión conservar un rango de servicio específico en los equipos, apoyándose en la programación de las inspecciones en el momento más oportuno. Generalmente se efectúa de manera sistemática, interviniendo el equipo sin la evidente necesidad de presentar ningún signo de falla. Parte de la estrategia de mantenimiento predictivo está relacionada con aplicar una serie de ensayos no destructivos con equipos sofisticados, mayormente efectuados con el equipo en marcha y sin interrumpir la producción, a todas aquellas partes de los equipos susceptibles de desgaste y deterioro, para así poder anticiparse a la falla catastrófica. Debido a que cada día la producción es mayor, se implementa un modelo de mantenimiento en el cual no se vea afectada de ningún modo la producción. Es por esta razón que se establece el mantenimiento predictivo como una nueva forma de desarrollar el mantenimiento en las industrias, ya que sin invadir el equipo que se está evaluando, y mediante el seguimiento del mismo, cuando se presenta algún tipo de cambio en las mediciones de dicho equipo, se introduce a la evaluación con el objetivo de evitar el fallo, basándose en las condiciones de los equipos. La administración de un plan de mantenimiento tiene consigo muchas pautas a cumplir, sin embargo, son dos aspectos importantes los que se deben tener en cuenta: El conocimiento general de los procesos que existen dentro de la empresa y el tipo de plan de mantenimiento que se desea ejecutar en la misma, ese conocimiento y la profundización es el conjunto de actividades con las cuales se lograra cumplir los objetivos del mantenimiento, disminuir gastos en los equipos, mejorar la producción, aumentar el rendimiento entre otros factores que se enriquecen a casusa de la adecuada ejecución de políticas de mantenimiento.

## **1. Problema**

### **1.1. Título**

Diseño e implementación de mantenimiento predictivo basado en aplicación de ensayos no destructivos a línea de proceso de hidrocarburos de tratadores térmicos a tanques en la estación J25 de campo tibú

### **1.2. Planteamiento del Problema**

Uno de los problemas que presenta la estación de transporte de hidrocarburos J-25, es la dificultad para llevar un correcto seguimiento y control del estado de los equipos estáticos, dicha falta de organización ha provocado el deterioro acelerado de los equipos. Es necesario indicar que la empresa realiza un mantenimiento correctivo, basado explícitamente en reparar los equipos cuando ha ocurrido la falla, sin llevar de ello un registro adecuado, adicional a esto, las pocas acciones de mantenimiento que se realizan, se efectúan de forma desorganizada y con la inadecuada vigilancia para garantizar la calidad de los procedimientos.

Debido a que las afectaciones económicas y ambientales generados por los derrames de crudo son la prioridad, se hace ineficiente la aplicación de mantenimiento correctivo únicamente, se requiere, por tanto, la inclusión de otro tipo de mantenimiento que complemente y supla las necesidades requeridas para optimizar los tiempos y reducir los riesgos en la línea de proceso de hidrocarburos de tratadores térmicos a tanques de almacenamiento.

### **1.3. Formulación del Problema**

¿Qué resultado en la predicción de falla se logra al implementar un mantenimiento predictivo con técnicas NDT a la línea de proceso de hidrocarburos de tratadores térmicos a tanques en la estación J 25 de campo Tibú?

## **1.4. Justificación**

El estudio que se plantea apunta a mejorar el estado de la línea de proceso de tratadores térmicos a tanques de almacenamiento dentro de la estación de transporte de hidrocarburos J -25, ampliando los beneficios económicos, ambientales, sociales y técnicos de dicha estación, y su vez del campo Tibú, siendo este referente para las demás estaciones que conforma dicho campo. Además, que al existir un plan de mantenimiento predictivo será más sencillo el seguimiento y la predicción de futuros fallos que repentinamente se puedan presentar en cuanto al funcionamiento de la línea de proceso, lo cual hace que los resultados obtenidos de la investigación sean de relevancia y den respuesta a las necesidades, repercutiendo en un desarrollo para la estación y campo en el cual presta servicio dicha línea de proceso. En adición a lo anterior, llevar un seguimiento sistematizado del desgaste que va presentando el equipo debido a los diferentes factores como las condiciones externas y de operación, permite programar fechas exactas en las cuales se requiere realizar dichos mantenimientos, y por tanto lograr que el departamento de mantenimiento proyecte beneficios a mediano y largo plazo. Por tanto, consistirá en diseñar un plan de mantenimiento predictivo, aplicando técnicas de ensayo no destructivos más utilizadas como son la de inspección visual, medición de espesores, transductor electro-magnético acústico (EMAT); con el fin de identificar posibles fallas potenciales en las líneas de transporte de hidrocarburos basados en la norma API 570 y ASME SECCIÓN V, garantizando la calidad y confiabilidad, mediante diagnósticos y soluciones de control.

## **1.5. Objetivos**

### **1.5.1. Objetivo general**

Diseñar e Implementar plan de mantenimiento predictivo basado en aplicación de ensayos no destructivos a línea de proceso de hidrocarburos de tratadores térmicos a tanques en la estación



J25 de campo Tibú

### **1.5.2. Objetivos específicos**

- Caracterizar los componentes de la línea, haciendo una descripción de los elementos desde salida de tratadores térmicos hasta la llegada a tanques de almacenamiento.
- Establecer o determinar los modos de falla que se pueden presentar en el recorrido de la línea por característica de operación factores externos.
- Elaborar el plan de mantenimiento teniendo en cuenta los componentes de la línea y factores que intervienen en las posibles fallas que se puedan presentar.
- Emitir y organizar resultados para formulación de actividades preventivas de mantenimiento, y mitigación de fallas y riesgos.

## **1.6. Alcances y Delimitaciones**

### **1.6.1. Alcances**

El autor de este proyecto se compromete a elaborar un plan de mantenimiento predictivo para la línea de proceso de tratadores térmicos a tanques de almacenamiento de la estación de transporte de hidrocarburos J-25 campo Tibú y llevar un registro escrito de todo lo relacionado al estado de la línea para la correcta elaboración, ejecución de dicho plan. Con esto se dará a conocer las condiciones de la línea, interviniendo los componentes de baja, media y alta criticidad, se elaborará una predicción aproximada de vida residual y la respectiva programación de mantenimiento de estos.

### **1.6.2. Limitaciones y Delimitaciones**

Unas de las limitaciones presentes en la recolección de información y formación de base de datos es realizar los viajes al sitio de operación de la línea ya que encuentra dentro de la estación de transporte de hidrocarburos J-25, en zona rural Campo Tibú.

Otra limitación es la incertidumbre sobre el mantenimiento anteriormente realizada a la línea, ya que el encargado no llevaba el correcto registro sobre la fecha de instalación y la vida remanente de la línea.

## 2. Marco Teórico

### 2.1. Antecedentes

“Este trabajo se basa en elaborar el diseño de un plan de mantenimiento mediante la aplicación de ensayos no destructivos, (NDT), para las tuberías principales de agua, vapor aire y procesos de la empresa CARVAJAL PULPA Y PAPEL, planta 1, regido bajo criterios de las normas ASME y API, y bajo análisis de mecanismos y modos de falla en tuberías. Basado en tres fuentes de información como los antecedentes de las líneas, tanto de condiciones de operación y tiempo de funcionamiento, como mediciones de espesores, además una segunda fuente de los trabajos de grado realizados por estudiantes y el recorrido de inspección visual como una fuente adicional de información. A partir de la cual se definieron frecuencias de inspección teniendo en cuenta la clasificación a la que pertenece la línea según la norma correspondiente, y los cálculos realizados con datos anteriores y actuales.” (Felipe Puentes,2011, 100)

“En el este trabajo se realiza una investigación documental sobre las distintas técnicas de mantenimiento predictivo, utilizadas en la actualidad dando como resultados el análisis de las vibraciones, de termografía, de ultrasonido y de aceites. Mediante estas técnicas se pretende efectuar una serie de mediciones no destructivos, para anticiparse a una falla, debido a que cada día el proceso de producción exige más, este tipo de mantenimiento genera un valor agregado, debido a que se implementa con la producción en marcha, sin interrupción del proceso productivo de la maquinaria, prevé el fallo mediante el seguimiento del funcionamiento de la máquina. Mediante los resultados obtenidos de la investigación documental se realiza una metodología de implementación en las organizaciones, en la cual se establecen los parámetros que las organizaciones deben tener en cuenta para poder realizar una implementación adecuada,

direccionada a la obtención de resultados esperados. Se elabora una serie de pasos a seguir como curso de acción para que el mantenimiento predictivo se realice de la mejor manera posible, cumpliendo con los requisitos que estas exigen.” (Sánchez,2017, 72)

“Este proyecto propone la creación de un modelo para la implementación exitosa del mantenimiento predictivo, que permita reducir el número de fallas prematuras de los equipos de una industria petrolera y logre extender significativamente la vida útil de sus componentes, una tarea fundamental en la misión de un Gerente de mantenimiento. La adopción del modelo planteado tendrá un impacto positivo en la disminución de pérdidas de producción y en el ahorro de la industria por concepto de las intervenciones en equipos, beneficiando así al cliente que contrato dicha implementación. Se ejecutó el proceso completo, desde la clasificación de equipos críticos hasta la implementación del mantenimiento predictivo, tomando como guía la norma ISO 17359. Condition monitoring and diagnostics of machines – General guidelines, 2003 y la norma NORZOK ESTÁNDAR Z-008. Criticality analysis for maintnance purposes, 2001. La cual, a grandes rasgos recomienda: definir equipos críticos y funciones a los que se van a aplicar las técnicas predictivas. Cuales se van a ejecutar, su frecuencia, como se toman los registros, la emisión de un diagnóstico y su posterior mantenimiento (cuando lo requiera) finalizando con la retroalimentación para mejora continua.” (Ruiz,2012, 130)

“En el presente trabajo se diseña una estrategia de mantenimiento predictivo para los equipos rotativos y eléctricos de las plantas de Dow Química de Colombia S.A, y Américas Styrenics, con el objetivo de garantizar mayor control de los equipos críticos con base en análisis de tendencias, lo anterior parte de una propuesta de implementación de un plan de mantenimiento de clase mundial adecuada para la compañía. El trabajo inicia con una descripción de la compañía y los equipos involucrados en la producción, luego se continúa con un marco

conceptual referente al Mantenimiento con el propósito de conceptualizar al lector. Culminado con la realización de un análisis aplicado a la situación, seguido de la aplicación de la táctica establecida. Se hacen observaciones y recomendaciones.” (Herrera,2011, 77)

“Este proyecto se basa en la optimización del sistema de gestión de mantenimiento preventivo –predictivo de activos del proceso de pasteurización de leche de empresa láctea que agrupa el ciclo de vida de activos, personal operativo e instalaciones industriales. Con base en la experiencia laboral del autor en este campo industrial, se pudo dimensionar la necesidad que existe de establecer un plan de mantenimiento competente que esté acorde a las funciones, necesidades y exigencias en la sección de pasteurización de leche en la empresa láctea debido a que los procesos derivados de la leche van creciendo a grandes rasgos y exigen cada día más el rendimiento y confiabilidad de esta sección, implementando mantenimientos predictivos de análisis de vibraciones y ensayos no destructivos a equipos críticos que pueden causar contaminaciones de producto como también en caso de una falla un paro de la planta procesadora, aplicando frecuencias de mantenimiento que garanticen el correcto funcionamiento de los equipos, al igual que la estipulación de mantenimientos preventivos de revisiones de rutina. (Santa,2018, 117)

## **2.2. Marco Teórico**

### **Evolución Histórica Del Mantenimiento**

El término "mantenimiento" apareció en la industria hacia 1959 en Estados Unidos y tiene su origen en el vocabulario militar, en el sentido "mantenimiento en las unidades de combate, del efectivo y del material a nivel constante" Los conceptos y prácticas de mantenimiento han evolucionado radicalmente desde principios del siglo XX, cuando la simple mención de la palabra mantenimiento y todos aquellos recursos, herramientas e incluso personal eran

considerados como un mal necesario; aunque lamentablemente esta percepción no ha cambiado desde entonces; existe una clara tendencia global en posicionar a las organizaciones de mantenimiento como lo que realmente son: entidades que generan valor cumpliendo un rol fundamental para el logro de los objetivos corporativos. La evolución del mantenimiento se puede clasificar en 3 generaciones, a saber:

**Primera generación (Hasta la década de 1945)** Se caracteriza por máquinas sencillas diseñadas para propósitos específicos, fiables y fáciles de reparar. No necesitaban sistemas de Mantenimiento complicados, no necesitaban personal calificado. y la reparación se llevaba a cabo cuando se producía la rotura o falla; es decir, era eminentemente reactivo, pues solo activaba sus acciones una vez manifiesto el problema.

**Segunda Generación (1945 a 1980)** Se produce el auge de la mecanización suplantando a la mano de obra. Producciones máquina-dependiente. Reducciones de costos con revisiones a intervalos fijos. Aparece el Mantenimiento Preventivo. Sistemas de control, inspecciones y planificación del Mantenimiento. En esta etapa se busca observar señales representativas, que indiquen la presencia de un futuro fallo, para actuar con anticipación evitando un traumatismo mayor.

**Tercera Generación (1980 a 1990)** Aparecen nuevas expectativas: condición de máquina vs. calidad del producto; se incorporan los conceptos de seguridad, salud y cuidado del medio ambiente. La competitividad obliga a enfocarse en los costos. Se desarrollan nuevas investigaciones: Seis modos diferentes de fallos. Se desarrollan nuevas técnicas, se desarrolla el Mantenimiento predictivo, monitoreo a condición, sistemas expertos, gestión de riesgo, modos de fallo, análisis de causa raíz y efectos. Presionados por la competencia, se hace necesario sofisticar un poco más el simple proceso de observación de señales básicas de fallo inminente,

para obtener otras más detalladas y sofisticadas que permitan una anticipación más conveniente y más definida del posible fallo que pudiera llegar a suceder, a fin de actuar con mayor prontitud y de una manera planeada para disminuir los traumatismos en los procesos productivos.

**Cuarta Generación (1990 a la actual)** A principios de los años 90, surge esta nueva generación. Este concepto de Mantenimiento surge como una parte del concepto de Calidad Total o cero errores, con lo cual se pretendía disminuir sustancialmente los factores que ocasionen traumatismo en el funcionamiento y la operatividad de las plantas de producción en serie: La concepción fue que mediante una adecuada gestión del uso de los equipos a través del mantenimiento, es posible aumentar la disponibilidad del funcionamiento adecuado y óptimo, al tiempo que se reducen los costos, dado que se previenen daños mayores.

Es el Mantenimiento basado en el riesgo (MBR) se concibe el mantenimiento como un proceso de la empresa al que contribuyen también otros departamentos, a fin de que, trabajando en equipo, desde diferentes ángulos y de manera sistemática, como una preocupación de toda la organización, se optimice el uso de recursos y se aumente la disponibilidad útil y plena de los equipos disponibles, a fin de aumentar la productividad. El mantenimiento es identificado como una poderosa fuente de beneficios, frente al antiguo concepto de mantenimiento como "mal necesario", dado que anticipa hechos previniendo daños mayores que claramente resultarían más costosos de solucionar. Ante la importancia la necesidad de la continuidad de la operatividad y del aumento progresivo de la productividad para garantizar la competitividad, la posibilidad de que una máquina falle y las correspondientes consecuencias para la empresa es un riesgo que hay que gestionar con diligencia y oportunidad a fin de evitar al máximo los traumatismos y disminuir el impacto económico negativo que pueda generar; teniendo como objetivo contar con la disponibilidad inmediata y oportuna en cada caso, de los elementos necesarios para solucionar,

bajo los más estrictos parámetros de economía y efectividad. Todo lo anterior requiere un cambio de mentalidad en las personas, entrenamiento adecuado y actitud positiva y proactiva: por lo que se utilizan herramientas como:

- Ingeniería del Riesgo (Determinar consecuencias de fallos que son aceptables o no).
- Análisis de Fiabilidad (Identificar tareas preventivas factibles y rentables).
- Mejora de la Mantenibilidad (Reducir tiempos, movimientos y costos de mantenimiento).

En la actualidad la actividad industrial es muy versátil, adoptando formas y tamaños diversos dependiendo de factores tales como el tamaño del mercado, tipo de consumidor de sus productos y factores asociados a la competencia; la disponibilidad de recursos financieros, las posibilidades de obtención de nuevas fuentes de financiación, los costos de las materias primas y los recursos productivos. Dependiendo de todos y cada uno de estos factores, se establecen las políticas y estrategias empresariales conducentes a dar el mejor manejo y administración del tema de mantenimiento.



Figura 1. Historia del mantenimiento

Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial (Juan Díaz Navarro)



## **Objetivos del mantenimiento**

Los objetivos de mantenimiento deben ser una derivación de la razón de ser de la empresa, por lo que deben alinearse con los de los objetivos de ella, y estos deben ser claros, específicos, amigables y fácilmente asimilables por parte del personal involucrado, dado que deben estar presentes en las acciones cotidianas que se realicen en el área. Gran parte del éxito del plan de mantenimiento radica en que sus objetivos formen parte de la mentalidad de sus trabajadores, por lo cual es importante desarrollar un trabajo de socialización y sensibilización, y mejor aún si se involucra al equipo de trabajo en la formulación de los mismos, con lo cual se pueda lograr su mayor nivel de compromiso, al ser parte desde su concepción. Estos objetivos son los siguientes:

**Máxima producción.** Asegurar la óptima disponibilidad, el óptimo funcionamiento y mantener la fiabilidad de los sistemas, instalaciones, máquinas y equipos; garantizando un mecanismo expedito y confiable para reparar las averías en el menor tiempo posible y con efectividad.

**Mínimo costo.** Reducir a su mínima expresión las fallas, minimizar los costos asociados a su reparación, aumentar la vida útil y el óptimo funcionamiento de las máquinas e instalaciones, y optimizar el manejo de stock de repuestos y accesorios requeridos, imprimiéndole eficiencia y economía.

**Calidad requerida.** Mantener la calidad requerida, cuando se realizan las reparaciones en los equipos e instalaciones, procurando una solución al problema.

## **Funciones del mantenimiento**

Entre las principales funciones del mantenimiento encontramos:

Planear, desarrollar, ejecutar y retroalimentar los programas de mantenimiento para los equipos e instalaciones productivas existentes.

Desarrollar una función óptima al decidir por la reposición y/o modernización de los equipos actuales y ser muy efectivo al llevar a cabo las decisiones necesarias.

Seleccionar, capacitar, entrenar y motivar el personal adecuado para llevar a cabo estas funciones, con efectividad y oportunidad.

Hacer un análisis óptimo y eficiente de requerimientos y solicitar las herramientas y repuestos, requeridos para garantizar la funcionalidad de los equipos y las instalaciones productivas.

Implementar programas y darlos a conocer al personal encargado del área de mantenimiento, con el fin de realizar evaluaciones periódicas, retroalimentación y optimización de los mismos.

Crear los mecanismos de control para el seguimiento del desarrollo de las funciones de mantenimiento, al igual que fomentar la cultura del mantenimiento, para que todo el personal esté involucrado al 100 % y desarrolle una actitud proactiva en favor del mismo.

### **Organización del mantenimiento**

A continuación, abordaremos dos aspectos fundamentales que afectan la estructuración del mantenimiento, según el modelo organizacional, haciéndolo más o menos efectivo y funcional:

#### **Dependencia Jerárquica**

En cuanto a su dependencia jerárquica es posible encontrarnos con departamentos dependientes de la dirección y al mismo nivel de fabricación: Figuras, Dependencia jerárquica con departamentos independientes o integrados en la producción para facilitar la comunicación, colaboración e integración:

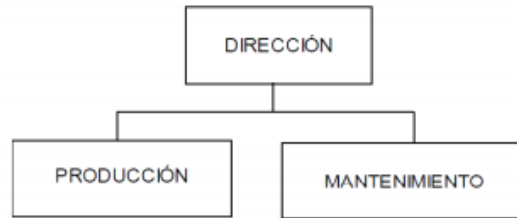


Figura 2. Dependencia jerárquica con departamentos independientes.

Fuente: Organización y Liderazgo del Mantenimiento John Dixon Campbell TGP – Hoshin, S.L. Madrid (2001).

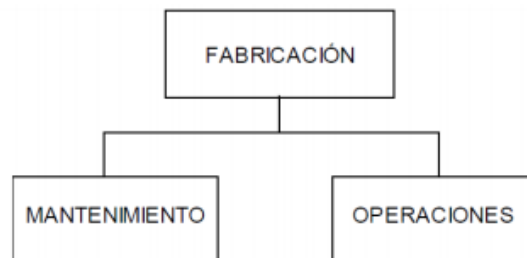


Figura 3. Dependencia jerárquica con departamentos de colaboración.

Fuente: Organización y Liderazgo del Mantenimiento John Dixon Campbell TGP – Hoshin, S.L. Madrid (2001).

### **Centralización y/o descentralización**

Se refiere a la posibilidad de una estructura piramidal, con dependencia de una sola cabeza para toda la organización, o, por el contrario, la existencia de diversos departamentos de mantenimiento establecidos por plantas productivas o cualquier otro criterio geográfico. Del análisis de las ventajas e inconvenientes de cada tipo de organización se deduce que la organización ideal es la "Centralización Jerárquica junto a una descentralización geográfica", la

cual permite racionalizar costos y ser más efectivo y oportuno en la solución de las situaciones y acontecimientos que se solucionan con mantenimiento.

### **Tipos y niveles de mantenimiento**

A manera de ilustración, los distintos tipos de Mantenimiento que hasta ahora hemos comentado quedan resumidos en la siguiente la Figura:

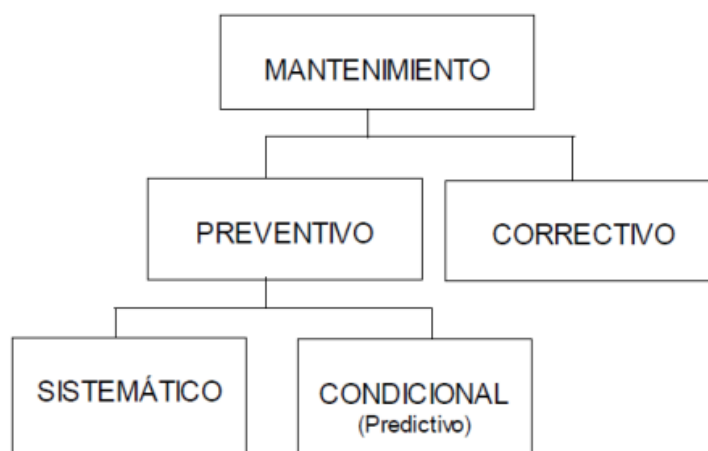


Figura 4. Tipos y niveles de mantenimiento.

Fuente: Organización y Liderazgo del Mantenimiento John Dixon Campbell TGP – Hoshin, S.L. Madrid (2001).

El Mantenimiento Correctivo, efectuado después del fallo, para reparar averías.

El Mantenimiento Preventivo, efectuado con intención de reducir la probabilidad de fallo, del que existen dos modalidades:

El Mantenimiento Preventivo Sistemático, efectuado a intervalos regulares de tiempo, según un programa establecido y teniendo en cuenta la criticidad de cada máquina y la existencia o no de reserva.

El Mantenimiento Preventivo Condicional o según condición, subordinado a un acontecimiento predeterminado.

El Mantenimiento Predictivo, que más que un tipo de mantenimiento, se refiere a las técnicas de detección precoz de síntomas para ordenar la intervención antes de la aparición del fallo. Un diagrama de decisión sobre el tipo de mantenimiento a aplicar, según el caso, se presenta en la figura:

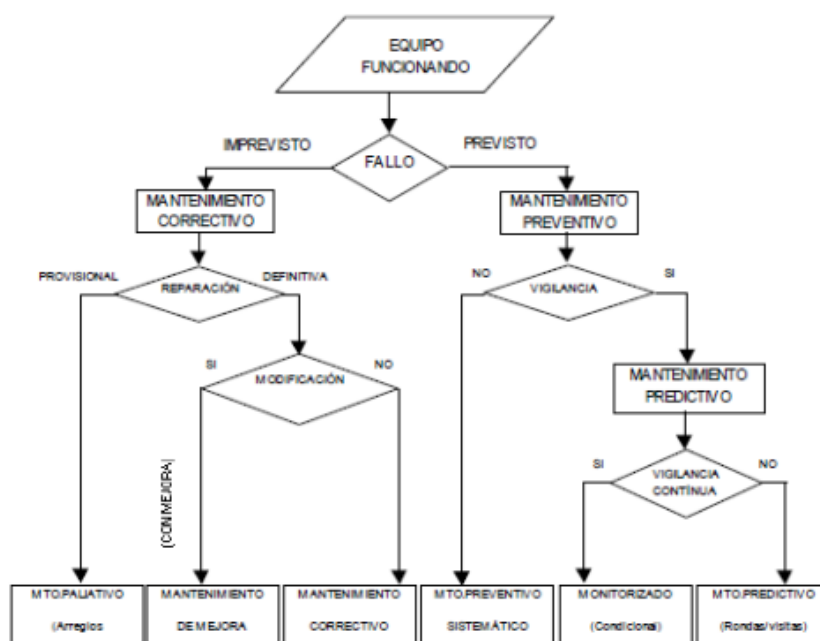


Figura 5. Diagrama de decisión para efectuar mantenimiento

Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial (Juan Díaz Navarro)

En cuanto a los distintos niveles de intensidad aplicables se presenta un resumen en el cuadro siguiente:

**Tabla 1. Niveles de intensidad para efectuar un mantenimiento**

NIVEL	CONTENIDO	PERSONAL	MEDIOS
1	-AJUSTES SIMPLES PREVISTOS EN ÓRGANOS ACCESIBLES. EN -CAMBIO ELEMENTOS ACCESIBLES Y FÁCILES DE EFECTUAR	OPERADOR IN SITU	UTILLAJE LIGERO

2	-ARREGLOS POR CAMBIO ESTÁNDAR -OPERACIONES MENORES DE PREVENTIVO	TÉCNICO HABILITADO IN SITU	UTILLAJE LIGERO REPUESTOS NECESARIOS EN STOCK
3	-IDENTIFICACIÓN Y DIAGNOSTICO DE AVERÍAS -REPARACIÓN POR CAMBIO DE COMPONENTES Y REPARACIONES MECÁNICAS MENORES	TÉCNICO ESPECIALIZADO IN SITU O TALLER	UTILLAJE APARATOS DE MEDIDAS BANCO DE ENSAYOS, CONTROL, ETC.
4	-TRABAJOS IMPORTANTES DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO Y PREVENTIVO	EQUIPO DIRIGIDO POR TÉCNICO ESPECIALIZADO (TALLER)	UTILLAJE ESPECIFICO MATERIAL DE ENSAYO, CONTROL, ETC.
5	-TRABAJOS DE GRANDES REPARACIONES, RENOVACIONES, ETC.	EQUIPO COMPLETO, POLIVANTES, EN TALLER CENTRAL	MAQUINAS-HERRAMIENTAS Y ESPECIFICAS DE FABRICACIÓN (FORJA, FUNDICIÓN, SOLDADURA, ETC.)

Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial (Juan Díaz Navarro)

### **Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de cada tipo de mantenimiento**

**Mantenimiento Correctivo:** Es aquel que soluciona o compone los defectos observados en los equipamientos o instalaciones, es la forma más básica de mantenimiento y consiste en localizar averías o defectos para solucionarlos o repararlos. Históricamente es el primer concepto de mantenimiento y el único hasta la Primera guerra mundial, dada la simplicidad de las máquinas, equipamientos e instalaciones de la época. El mantenimiento era sinónimo de reparar aquello que estaba averiado.

Se realiza luego de que ocurra un fallo o avería en el equipo que por su naturaleza no pueden planificarse en el tiempo, presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados, pues puede implicar el cambio de algunas piezas del equipo en caso de ser necesario.

Las ventajas del mantenimiento correctivo son:

La infraestructura técnica requerida no es sofisticada, ni requiere elevada capacidad de análisis.

Permite un óptimo aprovechamiento de la vida útil de los equipos.

Inconvenientes del mantenimiento correctivo son:

Los fallos, daños, desperfectos o averías se presentan de forma imprevista lo que origina trastornos a la producción.

- Requiere de recursos para inversión, dado que implica la necesidad de un “stock” de repuestos por el riesgo de fallos de elementos difíciles de adquirir.
- Se disminuye la calidad del mantenimiento como consecuencia del poco tiempo disponible para reparar.

Aplicaciones del mantenimiento correctivo son:

- Cuando el costo total de las paradas ocasionadas sea menor que el costo total de las acciones preventivas.
- Esto sólo se da en sistemas secundarios cuya avería no afectan de forma importante a la producción.
- Estadísticamente resulta ser el aplicado en mayor proporción en la mayoría de las industrias.

**Mantenimiento Preventivo:** El mantenimiento preventivo es el destinado a la conservación de equipos o instalaciones mediante la realización de revisión y limpieza que garanticen su buen funcionamiento y fiabilidad. El mantenimiento preventivo se realiza en equipos en condiciones de funcionamiento, por oposición al mantenimiento correctivo que repara o pone en condiciones de funcionamiento a aquellos que dejaron de funcionar o están dañados.

El principal objetivo del mantenimiento preventivo es evitar o mitigar las consecuencias de los fallos del equipo, logrando anticipar las incidencias, identificándolas antes de que estas ocurran. Las tareas de mantenimiento preventivo pueden incluir acciones como cambio de piezas desgastadas, cambios de aceites y lubricantes, etc. El mantenimiento preventivo debe evitar los fallos en el equipo, identificando señales antes de que los daños ocurran.

Algunos de los métodos habituales para determinar qué procesos de mantenimiento preventivo deben llevarse a cabo son las recomendaciones de los fabricantes, la legislación vigente, las recomendaciones de expertos y las acciones llevadas a cabo sobre activos similares.

Las ventajas del mantenimiento preventivo son:

Produce una importante reducción de paradas imprevistas en equipos.

Solo es adecuado cuando, por la naturaleza del equipo, existe una cierta relación entre probabilidad de fallos y vida útil del equipo.

Inconvenientes del mantenimiento preventivo son:

No permite que se haga aprovechamiento óptimo la vida útil completa del equipo.

Aumenta el gasto y disminuye la disponibilidad si no se determina convenientemente la frecuencia de las acciones preventivas.

Aplicaciones del mantenimiento preventivo son:

Equipos de naturaleza mecánica o electromecánica sometidos a desgaste seguro

Equipos cuya relación fallo-duración de vida es bien conocida.

**Mantenimiento Predictivo:** Se denomina Mantenimiento Predictivo o Mantenimiento Condicional al mantenimiento preventivo subordinado a la superación de un umbral predeterminado y significativo del estado de deterioro de un bien. Son una serie de acciones que se toman y un conjunto de técnicas que se aplican, con el objetivo de detectar señales de posibles fallos y defectos de maquinaria en las etapas incipientes, para evitar que estos fallos se manifiesten en uno más grande durante su funcionamiento, evitando que ocasionen paros de emergencia y tiempos muertos, causando impacto financiero negativo al interrumpir los procesos productivos de la Empresa. Su misión es conservar un nivel de servicio determinado en los equipos programando las revisiones en el momento más oportuno. Suele tener un carácter



sistemático, es decir, se interviene, aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener problemas.

La mayoría de los fallos en máquinas aparecen de forma incipiente, en un grado en que es posible su detección antes que el mismo se convierta en un hecho consumado con repercusiones irreversibles tanto en la producción como en los costos de mantenimiento. Se precisa para ello establecer un seguimiento de aquellos parámetros que nos pueden avisar del comienzo de un deterioro y establecer para cada uno de ellos qué nivel se admitirá como normal y cuál inadmisible, de tal forma que su detección desencadene la actuación pertinente.

La figura muestra No. 5 Curva P-F muestra este proceso. Se le denomina curva P-F porque muestra cómo un fallo comienza y prosigue el deterioro hasta un punto en el que puede ser detectado (el punto P de fallo potencial). A partir de allí, si no se detecta y no se toman las medidas oportunas, el deterioro continúa hasta alcanzar el punto F de fallo funcional, constituyéndose en un problema de mayor envergadura y por consiguiente mayor costo:

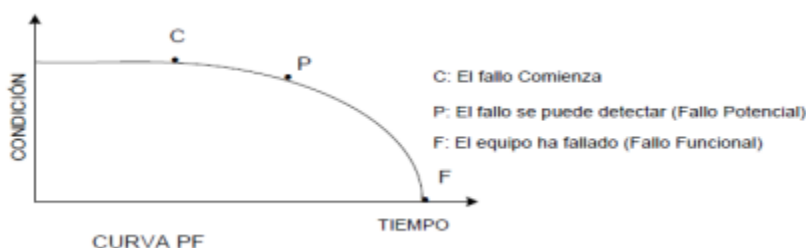


Figura 6. Curva P-F.

Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial (Juan Díaz Navarro)

El requisito para que se pueda aplicar una técnica predictiva es que el fallo incipiente genere señales o síntomas de su existencia, tales como alta temperatura, ruido, ultrasonido, vibración, partículas de desgaste y alto amperaje, entre otras.

Las técnicas para detección de fallos y defectos en maquinaria varían desde la utilización de los sentidos humanos (oído, vista, tacto y olfato), hasta la utilización de datos de control de proceso y de control de calidad, el uso de herramientas estadísticas y técnicas de moda como el análisis de vibración, la termografía, la tribología, el análisis de circuitos de motores y el ultrasonido.

Las ventajas del mantenimiento predictivo son:

Permite una determinación óptima del tiempo para realizar el mantenimiento preventivo.

Su ejecución es sin traumatismo, y ya que se desarrolla sin interrumpir el funcionamiento normal de equipos e instalaciones.

Mejora el conocimiento y el control del estado de los equipos.

Inconvenientes del mantenimiento predictivo son:

Requiere personal mejor formado e instrumentación de análisis costosa.

No es viable una monitorización de todos los parámetros funcionales significativos, por lo que pueden presentarse averías no detectadas por el programa de vigilancia.

Se pueden presentar averías en el intervalo de tiempo comprendido entre dos medidas consecutivas.

Aplicaciones del mantenimiento predictivo son: Maquinaria rotativa, motores eléctricos, equipos estáticos, instalaciones productivas, sistemas de tubería, instrumentación

El seguimiento y control de los parámetros se puede hacer mediante vigilancia y observación periódica, en cuyo caso es importante establecer una frecuencia tal que nos permita detectar el deterioro en un momento entre P y F, y que no sea demasiado tarde para reaccionar, pero que a su vez no resulte demasiado costoso. Así mismo se puede hacer mediante monitorización continua, lo que evita el inconveniente anterior, pero no siempre es factible y, en cualquier caso,

es más costoso; de manera que finalmente los parámetros a controlar y la forma depende de factores económicos tales como:

Importancia de la máquina en el proceso productivo.

Importancia de la continuidad de funcionamiento del sistema productivo

Instrumentación necesaria para el control

Los equipos a los que actualmente se les puede aplicar distintas técnicas de control de estado con probada eficacia son básicamente los siguientes:

Máquinas rotativas

Motores eléctricos

Equipos estáticos

Instalaciones eléctricas

Sistemas de tubería

Instrumentación

Las principales ventajas que permite este tipo de mantenimiento se relacionan con el hecho de que al conocerse en todo momento el estado de los equipos y tener información actualizada de los cambios físicos significativos, permite detectar fallos prematuramente, lo que impide que alcance proporciones drásticas, indeseables y catastróficas. Por otra parte, permite aumentar la vida útil de los componentes, evitando el reemplazo antes de que se encuentren dañado, permitiendo un óptimo uso de los mismos. Finalmente, al conocerse el estado de un defecto, pueden programarse las paradas y reparaciones previéndose las contingencias y alistando los repuestos necesarios, lo que hace disminuir los tiempos de indisponibilidad y disminuir el impacto de los traumatismos generados por la interrupción de los procesos productivos.

**Parámetros para control de estado:** Los parámetros utilizados para el control de estado de los equipos son aquellas medidas o magnitudes físicas susceptibles de experimentar algún tipo de modificación repetitiva en su valor, cuando varía el estado funcional de la máquina. Existen muchos parámetros que se pueden utilizar con este fin, siempre que se cumplan las condiciones expresadas:

Que sea sensible a un defecto concreto

Que se modifique como consecuencia de la aparición de alguna anomalía

Que se repite siempre de la misma forma

Las distintas técnicas utilizadas para el mantenimiento preventivo se pueden clasificar en dos grupos básicos: Técnicas directas, en las que se inspeccionan frontalmente los elementos sujetos a fallo: entre ellas cabe mencionar la inspección visual (la más usada), inspección por líquidos penetrantes, por partículas magnéticas, el empleo de ultrasonidos, análisis de materiales, la inspección radiográfica, etc. Técnicas indirectas, mediante la medida y análisis de algún parámetro con significación funcional relevante. Entre ellos el más usado es el análisis de vibraciones, aunque también existen numerosos parámetros que cada vez son más utilizados conjuntamente con el análisis de vibraciones, como puede ser el análisis de lubricantes, de ruidos, de impulsos de choque, medida de presión, de temperatura, entre otras. En las tablas siguientes se resumen las técnicas y parámetros utilizados actualmente para el control de estados para distintos tipos de equipos:

**Tabla 2. Equipos dinámicos.**

<b>Parámetro indicador</b>	<b>Técnicas</b>
Inspección visual	Uso de endoscopios, mirillas, videos
Vibraciones	Análisis espectral y de tendencias
Presión, caudal, temperatura	Seguimiento de evolución
Ruido	Análisis del espectro

Degradación y contaminación de lubricantes	Análisis físico-químico, ferrografía
Estado de rodamientos	Impulso de choque
Estado de alineación	Laser de monitorización
Control de esfuerzos, par y potencia	Extensometría, torsiómetros
Velocidades críticas	Amortiguación dinámica

Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial (Juan Díaz Navarro)

**Tabla 3. Equipos estáticos.**

Parámetro indicador	Técnicas
Observación visual	Testigos, endoscopios
Corrosión	Testigos, rayos X, ultrasonidos
Fisuración	Líquidos penetrantes, partículas magnéticas, rayos X, ultrasonidos $\lambda$ , corrientes parasitas
Estado de carga	
Desgaste	Extensometría, células de carga
Fugas	Ultrasonidos, ruidos, control atmosfera por medida de gases

Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial (Juan Díaz Navarro)

**Tabla 4. Equipos eléctricos.**

Parámetro indicador	Técnicas
Equilibrio de tareas	Medidas de tensión e intensidad
Consumos anómalos	Medidas de intensidad y potencia
Estado de devanados, excentricidad, desequilibrio	Espectros de corriente y vibración
Severidad del servicio	Control y recuento de arranques y maniobras
Resistencia de aislamiento	Medidas de resistencias, índice de polarización
Contaminación de devanados	Corriente de absorción y fuga
Temperatura d devanados	Medidas de temperatura, termografías
Estado de escobillas	Termografías, análisis estroboscópico
Fallo de aislamiento	Factor de perdidas dieléctricas, análisis de descargas parciales

Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial (Juan Díaz Navarro)

**Tabla 5. Equipos electrónicos.**

Parámetro indicador	Técnicas
---------------------	----------

Función o respuesta	Medidas eléctricas, simulación, sistemas expertos
calentamiento	Avisos sonoros, termografía

Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial (Juan Díaz Navarro)

**Establecimiento de un sistema de mantenimiento predictivo:** El mantenimiento predictivo se basa en la medición, seguimiento y monitoreo de parámetros y condiciones operativas de un equipo o instalación. A tal efecto, se definen y gestionan valores de pre-alarma y de actuación de todos aquellos parámetros que se considera necesario medir y gestionar. En tal sentido el fundamento del mantenimiento predictivo es la medida y valoración periódica de una serie de variables de estado (parámetros de control) lo que implica el manejo de una ingente cantidad de datos que requieren medios:

Físicos (hardware)

De gestión (software)

Humanos

Los medios físicos son los instrumentos de medida y los de captura y registro de datos. Los programas de gestión informáticos manejan los datos captados elaborando informes y gráficos de evolución. Finalmente, los medios humanos incluyen el personal que hace las medidas rutinarias, que deben ser profesionales cualificados y con conocimientos específicos del tipo de equipos a tratar y, además, el personal técnico altamente cualificado capaz de desarrollar análisis y diagnóstico de averías., daños o desperfectos.

La implantación requiere unos pasos sucesivos:

Preparación inicial o planeación del proceso

Implantación propiamente dicha, o desarrollo de la estrategia

Revisión de resultados o análisis de datos.

### **Preparación inicial o planeación del proceso**

La preparación inicial supone desarrollar las siguientes tareas:

Definición e identificación de las máquinas, equipos o sistemas a tratar.

Identificación, estudio, de sus características y calificación de su importancia en el proceso productivo.

Determinar parámetros y técnicas de medidas, e instrumentos para su medición.

Para cada máquina, equipos o sistemas crítica en particular y para cada familia genéricas se determinan los parámetros y técnicas más adecuados a utilizar para llevar a cabo el control:

· Estructurar la base de datos: Para cada máquina, equipo o sistema, se decide y cargan los siguientes datos:

Frecuencia de chequeo o medida

Alcance de las medidas de cada parámetro

Definición de rutas

Definición de alarmas, para cada parámetro

Formación del personal

### **Implantación o desarrollo de la Estrategia**

La implementación supone, una vez realizada toda la preparación, llevar a cabo las medidas periódicas acordadas, con las rutas y frecuencias previstas, lo que implica:

Chequeos y medidas periódicas

Registro y volcado de datos en el sistema

Valoración de niveles que indican un comportamiento anómalo

Análisis y diagnóstico de anomalías

Retro alimentación o ajustes a la Estrategia, con base en los resultados

**Revisión de resultados o análisis de datos.**

Una vez implantado todo el sistema se debería llevar a cabo periódicamente (al menos anualmente) un análisis crítico de resultados:

Historial de medidas rutinarias y averías.

Análisis de resultados y dispersión de datos.

Cambio de parámetros o niveles de alarma, así como de las frecuencias de chequeo, si es necesario.

**Mantenimiento mediante ensayos no destructivos.**

Cuando se piensa en la programación y ejecución de las tareas de mantenimiento de los activos en las plantas e instalaciones industriales siempre se busca optimizar tiempos y movimientos de ejecución, presupuestos y garantía de que los equipos tendrán la confiabilidad de operación que deseamos, para eso se utilizan diferentes herramientas de seguimiento de operación, diagnósticos preventivos en operación, análisis de fallas previas, etc. No es muy conocida la utilización de los ensayos no destructivos como la forma de diagnóstico preventivo sobre los materiales, las partes, o los sistemas mecánicos que, por su funcionamiento y operación, fallan.

La realización de ensayos no destructivos implica el cumplimiento de tres requisitos fundamentales:

La disponibilidad de equipos e infraestructura adecuados a las pruebas que vamos a realizar.

El personal que debe ser calificado y certificado para la realización de los ensayos de acuerdo a un esquema reconocido y aceptado.

Los procedimientos adecuados de acuerdo a la normatividad y a lo contemplado en los códigos aplicables cada tipo de industria.



Es importante conocer las ventajas de utilización de los diferentes métodos de ensayo no destructivo, en la optimización de los programas de mantenimiento y confiabilidad, al igual que los parámetros básicos aplicables y controlables para su ejecución, de manera de que las personas encargadas de la confiabilidad de activos en la industria, puedan involucrarlos en sus programas, realizarlos y controlarlos de una manera efectiva, garantizando resultados óptimos y confiables; esto permitirá tomar las decisiones pertinentes a fin de lograr un modelo o sistema integrado, óptimo técnicamente, y bajo la observancia de racionalidad de costos.

Se le llama ensayos no destructivos (END) a la forma como se puede determinar las condiciones del material de una parte, componente o pieza usada en una máquina, estructura o instalación industrial, sin afectar las propiedades del material o futura utilización del objeto inspeccionado. De acuerdo a esa definición los END son parte integral de cualquier programa de fabricación, operación, mantenimiento preventivo o predictivo que se aplique en cualquier industria. Los END se realizan aplicando diferentes técnicas basadas en principios físicos que aplicados sobre el material permiten determinar la presencia de indicaciones, discontinuidades, defectos o condición anómala en la continuidad del material, que en el futuro puedan convertirse en una falla.

El mantenimiento basado en END se utiliza para detectar discontinuidades superficiales e internas en materiales, soldaduras, componentes y partes fabricadas. Estos procedimientos están regidos por las principales normas o códigos de fabricación, tales como; el ASME, ASTM, API y el AWS y se pueden clasificar de acuerdo al alcance que poseen en cuanto a la detección de fallas.

## **2.3. Marco Conceptual**

### **Discontinuidades Internas.**

Existen elementos simétricos con discontinuidades internas estáticamente consistentes para simular discontinuidades fuertes. Se ha demostrado, mediante ejemplos, que el uso de elementos basados en técnicas mixtas y en el empleo de mejoramiento adicional de las deformaciones supuestas ayuda a disminuir de manera sustancial el bloqueo de tensiones que se observa en el elemento original. Mediante la utilización de estas técnicas se pretende, esencialmente, 1) recuperar la capacidad del elemento no simétrico de reproducir los movimientos de sólido rígido de las partes en que queda dividido después de ser atravesado por la línea de discontinuidad y 2) conservar el carácter simétrico y la consistencia variacional del elemento. Se sabe, por ejemplo, que el elemento de cuatro nodos con integración reducida (este es el caso del elemento que produce los llamados modos hourglass); no obstante, hay un aspecto crucial en la manera en que los elementos propuestos en este trabajo son implementados que hace que su comportamiento, en lo referente a estabilidad, sea muy diferente del de los elementos clásicos. En este trabajo, las formulaciones de los elementos se han realizado en el contexto de un problema de valores de contorno en forma incremental. Esto permite considerar el problema como un conjunto de problemas incrementales que se suceden a lo largo del tiempo, cada uno de los cuales tiene su propia formulación de elementos finitos. La implementación se ha hecho de tal manera que las modificaciones en el elemento básico, que conducen a la obtención de los elementos afecten solamente a la banda de elementos que captura la discontinuidad después de que dichos elementos hayan sido cruzados por la discontinuidad. Los elementos que se encuentran fuera de la banda conservan el comportamiento del elemento original. Esto implica que el desarrollo y propagación de modos espurios están muy restringidos.

## **Técnicas de aplicación para el mantenimiento predictivo**

Las diferentes técnicas usadas para la obtención de información, a fin de dar forma al mantenimiento predictivo, se describen brevemente a continuación:

### **Inspección Visual**

Comprende y abarca desde la simple revisión a ojo, directa de la máquina hasta la utilización de complicados sistemas de observación como pueden ser microscopios, endoscopios y lámparas estroboscópicas. Se pueden detectar fallos que se manifiestan físicamente mediante grietas, fisuras, desgaste, soltura de elementos de fijación, cambios de color, etc. Se aplica a zonas que se pueden observar directamente y, cada vez más, se diseñan las máquinas para poder observar partes inaccesibles sin necesidad de desmontar (como las turbinas de gas, por ejemplo, mediante el uso de endoscopios).

### **Líquidos penetrantes**

La inspección por líquidos penetrantes es una clase de ensayo no destructivo utilizada para detectar e identificar fisuras o discontinuidades presentes en la superficie de los materiales examinados, que pueden dar lugar a desperfectos y futuras fallas de los mismos. Generalmente se emplea en aleaciones no ferrosas, aunque también se puede utilizar para la inspección de materiales ferrosos cuando la inspección por partículas magnéticas es difícil de aplicar. El procedimiento consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente a la superficie en estudio, el cual penetra en cualquier discontinuidad que pudiera existir debido al fenómeno de capilaridad. Después de un determinado tiempo se elimina el exceso de líquido y se aplica un revelador, el cual absorbe el líquido que ha penetrado en las discontinuidades y sobre la capa del revelador se delinea el contorno de estas.

Las aplicaciones de esta técnica son diversas, y van desde la inspección de piezas críticas como son los componentes aeronáuticos hasta los cerámicos como las vajillas de uso doméstico. Se pueden inspeccionar materiales metálicos, cerámicos vidriados, plásticos, porcelanas, recubrimientos electroquímicos, entre otros. Las principales limitaciones de este tipo de ensayo, es que sólo es aplicable a defectos superficiales y a materiales no porosos.

Consiste en una inspección no destructiva que se usa para encontrar fisuras superficiales o fallos internos del material que presentan alguna apertura en la superficie. La prueba consiste en la aplicación de una tintura especial sobre la superficie que previamente se ha limpiado concienzudamente. Se deja transcurrir un cierto tiempo para que penetre bien en todos los posibles defectos. A continuación, se elimina la tintura mediante limpieza superficial. Finalmente se trata de nuevo la superficie con un líquido muy absorbente que extrae toda la tintura que quedó atrapada en poros o grietas superficiales, revelando la presencia y forma de tales defectos. Existen así mismo tinturas fluorescentes que se revelan con el uso de una luz ultravioleta (álabes de turbinas).

### **Partículas magnéticas**

El método de inspección por partículas magnéticas es un tipo de ensayo no destructivo que permite detectar discontinuidades superficiales y subsuperficiales en materiales ferromagnéticos, que pueden ser precursores de posteriores fallas de los mismos. La aplicación del ensayo de Partículas Magnéticas consiste básicamente en magnetizar la pieza a inspeccionar, aplicar las partículas magnéticas (polvo fino de limaduras de hierro) y evaluar las indicaciones producidas por la agrupación de las partículas en ciertos puntos. Este proceso varía según los materiales que se usen, los defectos a buscar y las condiciones físicas del objeto de inspección. Se utiliza cuando se requiere una inspección más rápida que la que se logra empleando líquidos penetrantes.

Existen 32 variantes del método, y cada una sirve para diferentes aplicaciones y niveles de sensibilidad. Este método se utiliza en materiales ferromagnéticos como el hierro, el cobalto y el níquel. Debido a su baja permeabilidad magnética, no se aplica ni en los materiales paramagnéticos (como el aluminio, el titanio o el platino) ni en los diamagnéticos (como el cobre, la plata, el estaño o el zinc). Los defectos que se pueden detectar son únicamente aquellos que están en la superficie o a poca profundidad. Cuanto menor sea el tamaño del defecto, menor será la profundidad a la que podrá ser detectado.

El campo magnético se puede generar mediante un imán permanente, un electroimán, una bobina o la circulación de intensidad eléctrica sobre la pieza. El imán permanente se suele utilizar poco debido a que solamente se pueden conseguir con campos magnéticos débiles. En una pieza alargada, la magnetización mediante bobina genera un campo magnético longitudinal, por lo que muestra defectos transversales; en cambio, una corriente eléctrica entre los extremos de la pieza genera un campo transversal, por lo que detecta defectos longitudinales.

Se trata de otro ensayo no destructivo que permite igualmente descubrir fisuras superficiales, así como no superficiales. Se basa en la magnetización de un material ferromagnético al ser sometido a un campo magnético; para ello se empieza limpiando bien la superficie a examinar, se somete a un campo magnético uniforme y, finalmente, se esparcen partículas magnéticas de pequeña dimensión. Por efecto del campo magnético estas partículas se orientan siguiendo las líneas de flujo magnético existentes. Los defectos se ponen de manifiesto por las discontinuidades que crean en la distribución de las partículas.

### **Inspección radiográfica**

Es la técnica de obtener una sombra de la imagen de un sólido usando radiación penetrante como lo son los rayos X, o los rayos Gamma. La imagen obtenida es una proyección sin detalles

de la profundidad del sólido. Las imágenes son registradas en películas, llamados radiografías. Existen varias técnicas de radiografías, estas dependen del uso que se le vaya a dar, por ejemplo, la tomografía es utilizada para proveer información en tres dimensiones de una muestra lo cual podría revelar detalles muy exactos de una capa seleccionada como la presencia y la ubicación de un defecto. La radiografía de tipo industrial es utilizada para inspeccionar discontinuidades macroscópicas y variaciones de la estructura interna de diversos materiales. La norma que rige este ensayo es la ASTM SE 94 (Standard Guide for Radiographic Examination).

La Inspección por Radiografía Industrial, se define como un procedimiento de inspección no destructivo de tipo físico, diseñado para detectar discontinuidades macroscópicas y variaciones en la estructura interna o configuración física de un material. La Radiografía Industrial permite asegurar la integridad y confiabilidad de un producto; además, proporciona información para el desarrollo de mejores técnicas de producción y para el perfeccionamiento de un producto en particular. Al aplicar Radiografía Industrial, normalmente se obtiene una imagen de la estructura interna de una pieza o componente, debido a que este método emplea radiación de alta energía, que es capaz de penetrar materiales sólidos, por lo que el propósito principal de este tipo de inspección es la obtención de registros permanentes para el estudio y evaluación de discontinuidades presentes en dicho material. Por lo anterior, esta prueba es utilizada para detectar discontinuidades internas en una amplia variedad de materiales.

Esta técnica es usada para la detección de defectos internos del material como grietas, burbujas o impurezas interiores. Especialmente indicadas en el control de calidad de uniones soldadas. Consiste en intercalar el elemento a radiografiar entre una fuente radioactiva y una pantalla fotosensible a dicha radiación.

Al aplicar Radiografía Industrial, normalmente se obtiene una imagen de la estructura interna de una pieza o componente, debido a que este método emplea radiación de alta energía, que es capaz de penetrar materiales sólidos, por lo que el propósito principal de este tipo de inspección es la obtención de registros permanentes para el estudio y evaluación de discontinuidades presentes en dicho material. Por lo anterior, esta prueba es utilizada para detectar discontinuidades internas en una amplia variedad de materiales.

La Radiografía Industrial permite asegurar la integridad y confiabilidad de un producto; además, proporciona información para el desarrollo de mejores técnicas de producción y para el perfeccionamiento de un producto en particular. La radiación ionizante que logra traspasar el objeto puede ser registrada por medio de la impresión en una placa o papel fotosensible, que posteriormente se somete a un proceso de revelado para obtener la imagen del área inspeccionada; o bien, por medio de una pantalla fluorescente o un tubo de video, para después analizar su imagen en una pantalla de televisión o grabarla en una cinta de video. En términos generales, es un proceso similar a la fotografía, con la diferencia principal de que la radiografía emplea rayos x o rayos Gamma y no energía luminosa.

### **Medida de la presión**

La presión y el vacío de un líquido, son variables susceptibles de medir, y muy útiles a la hora de arrojar resultados reveladores. Para su medición, se han desarrollado muchas técnicas y medidores.

Un manómetro es un instrumento que utiliza una columna de líquido para medir la presión, aunque actualmente el término manómetro a menudo se usa para designar cualquier instrumento de medida que sirva para medir la presión.

Un medidor de vacío (en inglés: vacuum gauge) se usa para medir la presión dentro de un vacío en el cual esta se divide en dos subcategorías, alto vacío y bajo vacío (y a veces, vacío ultra alto). El rango aplicable en este caso en muchas técnicas se ensolapa, puesto que es posible medir la presión del sistema de forma continua desde 10 bares hasta 10<sup>-11</sup> mbar.

Dependiendo del tipo de máquina puede ser interesante para confirmar o descartar ciertos defectos, utilizada conjuntamente con otras técnicas predictivas. Se suele utilizar la presión del proceso para aportar información útil ante defectos como la cavitación, condensación de vapores o existencia de golpes de ariete. En otros casos es la presión de lubricación para detectar deficiencias funcionales en los cojinetes o problemas en los cierres por una presión insuficiente o poco estable.

### **Ultrasonido**

La inspección por ultrasonido se define como un procedimiento de inspección no destructivo de tipo mecánico, que se basa en la impedancia acústica, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido y la densidad del material. Una de sus principales características es su elevado costo. Este método utiliza ondas de sonido de alta frecuencia que se transmiten desde un transductor. El sonido viaja debido a las vibraciones de los átomos y moléculas presentes, a una velocidad que depende de las propiedades mecánicas del medio. Es un método en el cual un haz o un conjunto de ondas de alta frecuencia son introducidos en los materiales para la detección de fallas en la superficie. Las imperfecciones e inclusiones en los sólidos causan ondas sonoras que se dispersan, resultando ecos, reverberaciones y una amortiguación general de la onda, que podrían revelar discontinuidades o imperfecciones de material. Su principal aplicación es la detección de discontinuidades y defectos internos, aunque también es utilizado para detectar defectos superficiales, para definir



características de la superficie tales como: medida de corrosión y espesor. Y con frecuencias menores se sirve para determinar el tamaño de grano, estructura y constantes elásticas.

El ultrasonido se lleva a cabo utilizando ondas de alta frecuencia por encima de los 20kHz. Esta frecuencia está por encima del rango audible. Dentro del mantenimiento a tuberías este es el método más común, ya que es el ideal a la hora de determinar espesores, discontinuidades e índices de corrosión dentro de las mismas. Este tipo de ensayos se debe realizar dependiendo del dispositivo que se vaya a inspeccionar; para el caso de medición de espesores, para tuberías metálicas se utiliza la norma ASTM SE 213, y para las tuberías soldadas se utiliza la norma ASTM SE 273.

Las ondas ultrasónicas (y otras ondas de sonido) se propagan en cierta medida en cualquier material elástico. Cuando las partículas atómicas o moleculares de un material elástico son desplazadas de sus posiciones de equilibrio por cualquier fuerza aplicada, esfuerzos internos actúan para restaurar o reacomodar a sus posiciones originales. Las ondas ultrasónicas son ondas mecánicas (en contraste por ejemplo con los rayos x que son ondas electromagnéticas) que consisten en vibraciones oscilatorias de partículas atómicas o moleculares de una sustancia. Las ondas de ultrasonido se comportan igual que las ondas de sonido audible. Se pueden propagar a través de un medio elástico, ya sea sólido, líquido o gaseoso, pero no al vacío.

En varios aspectos, un haz de ultrasonido es similar a un haz de luz, ambos son ondas y obedecen a la ecuación general de ondas. Cada onda viaja con características diferentes las cuales dependen del medio en el que se propaguen no de las características de la onda. Como un haz de luz, un haz de ultrasonido es reflejado de las superficies, refractado cuando cruza las fronteras entre dos sustancias que tienen diferentes características de velocidades y difractados en los bordes o alrededor de los obstáculos.

## 2.4. Fundamentos legales

**Reglamento del trabajo de grado.** El consejo superior universitario mediante el acuerdo No. 069 de septiembre 5 de 1997 expide el estatuto estudiantil de la UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER, “De acuerdo con el artículo 140 del estatuto estudiantil de la UNIVERSIDAD FRANCISCO PAULA SANTANDER”, establece las modalidades de los trabajos de grados, por los cuales, el alumno puede adoptar para cumplir con este prerrequisito de graduación. Esta reglamentación básica de prerrequisito para trabajo de grado se hace necesaria, con el objetivo primordial de establecer criterios institucionales, marco básico en el cual el comité curricular de cada plan de estudios elabora las normas y procedimientos específicos que reglamentan internamente el trabajo de grado.

GUÍA TÉCNICA COLOMBIANA GTC 62 DE 1999-03-17. SEGURIDAD DE FUNCIONAMIENTO Y CALIDAD DE SERVICIO. MANTENIMIENTO. TERMINOLOGÍA. La presente guía se desarrolló conjuntamente con la colaboración de ICONTEC y de la Comisión Nacional de Mantenimiento de ACIEM. Esta guía tiene por objeto establecer las definiciones que se utilizan en el área de mantenimiento en plantas industriales y en empresas de servicios.

La guía está orientada al proceso de mantenimiento en plantas industriales, y puede ser utilizada tanto por la universidad, los profesionales, los científicos e industriales que realicen estudios, investigaciones o trabajos que involucren aplicaciones prácticas en el área de mantenimiento.

COMISIÓN VENEZOLANA DE NORMAS INDUSTRIALES COVENIN 3049 DE 1993 MANTENIMIENTO. DEFINICIONES. Esta norma venezolana establece el marco conceptual de la función mantenimiento a fin de tender a la unificación de criterios y principios básicos de dicha función. Su aplicación está dirigida a aquellos sistemas en operación, sujetos a acciones de

mantenimiento.

COMISIÓN VENEZOLANA DE NORMAS INDUSTRIALES COVENIN 2500 DE 1993  
MANUAL PARA EVALUAR LOS SISTEMAS DE MANTENIMIENTO EN LA INDUSTRIA.

Esta norma venezolana contempla un método cuantitativo, para la evaluación de sistemas de mantenimiento, en empresas manufactureras, para determinar la capacidad de gestión de la empresa en lo que respecta al mantenimiento mediante el análisis y calificación de los siguientes factores:

Organización de la empresa.

Organización de la función del mantenimiento.

Planificación, programación y control de las actividades de mantenimiento

Competencia del personal.

### **3. Diseño Metodológico**

#### **3.1. Tipo de Investigación**

Tipo de investigación descriptiva.

#### **3.2. Fuentes de Información**

##### **3.2.1. Fuentes de información primarias**

los antecedentes de la tubería, tanto de mediciones de espesores, como las condiciones de operación y tiempo de funcionamiento.

##### **3.2.2. Fuentes de información secundarias**

La información de las fuentes secundarias se agrega de otros trabajos de grado relacionados con la construcción e implementación de planes de mantenimientos, libros con énfasis en mantenimiento, blogs, historiales, documentos todos encontrados en las distintas páginas de internet, Datos extras que me pueda ofrecer a través de sus empleados.

## **4. Desarrollo De La Estrategia**

### **4.1. Caracterización De Los Componentes De La Línea De Tubería**

La línea o sistema de conducción, objeto de estudio en el presente trabajo, forma parte del sistema de transporte de crudo que inicia en la salida del tratamiento térmico, que se efectúa para reducir la viscosidad del crudo, mejorando sus condiciones físicas para facilitar su transporte, además de separar el crudo de los residuos de agua que vienen desde el pozo; hasta los tanques de almacenamiento de crudo, donde esperan ser conducidos a su destino final. La longitud del sistema de conducción objeto de estudio es de 129.5 metros.

A continuación, se describen los detalles de los elementos, su ubicación con referencia a un punto de localización para el monitoreo de condiciones y las unidades existentes de cada componente.

Un tapón tipo CAP roscado con diámetro de 6 pulgadas, con referencia de espesor Cédula 40, Material de composición acero al carbón A106 grado B. se ubica en el CML 1.

Dos válvulas de alivio con unión roscada, tienen diámetro de 4 pulgadas, con set de presión de 60, hecho con material fundición de hierro. Ubicadas en los CML's 4A y 16A respectivamente.

Soporte tipo fijo o tubular hay en existencia 3 unidades con las siguientes características: Dos soportes elaborados en tubo con diámetro de 4 pulgadas, con material de acero al carbón A106 grado B, y longitud vertical de 10 cm. Sus ubicaciones se referencian con los CML's 7 y 13, cada uno.

Adicionalmente se observa un soporte elaborado con tubo de diámetro de 2 pulgadas, en material de acero al carbón A106 grado B; aporta elevación de la tubería a una altura 100 cm del suelo y su ubicación se encuentra referenciada con el CML 10B

Un Soporte tubular regulable elaborado en acero al carbono A106 grado B, instalado con longitud vertical de 15 cm. Con existencia relacionada a la ubicación del CML111.

Dos soportes marco h se encuentran conformados por tubo con diámetro de 2,5 pulgadas, en acero A106 grado B; aportando altura de 100 cm. La ubicación en el sistema se encuentra referenciadas en el CML 10D y CML 10G cada una.

Existe una válvula de cheque diseñada con unión tipo bridas Welding Neck, con Diámetro de 3 pulgada, y clase 300; el material del cuerpo es en acero al carbono grado WCB, el material del asiento de la válvula es HF, el material del disco es acero aleado CR13, diseñada para una presión máxima de operación de 740 psi a 100°F, 410 psi a 800°F. cuya ubicación se referencia con el CML 10L.

Hay existencia de once (11) válvulas de compuerta en el sistema con las siguientes características: La válvula con ubicación referenciada al CML 5, tiene conexión roscada, un diámetro de 4 pulgadas, con clase 250, y hecha en fundición de hierro. Dos válvulas con conexión bridada, presentan diámetro de 3 pulgadas, clase 300, cuerpo fabricado en acero al carbono grado WCB, vástago fabricado en acero aleado CR13, mientras el material del asiento es HF. Se encuentran Ubicadas en los CML`s 10A y 10M cada una. Una válvula roscada, hecha por el fabricante Stockham, con diámetro de 4 pulgadas, con clase 250, y elaborada en fundición de hierro, se encuentra ubicada en el CML 10O. Mientras la Válvula roscada ubicada en el CML 16D, fue fabricada por Walworth, con diámetro de 4 pulgadas, presenta clase 250, y es elaborada en fundición de hierro. Además, una válvula roscada, fabricada por Powell, con diámetro de 6 pulgadas, diseñada para una presión máxima de operación de 500 psi, para fluidos como agua, aceites y gases a temperatura ambiente. Se encuentra ubicada en el CML 30. Para la válvula con conexión a tubería roscada referenciada al CML16D de la fábrica Walworth, se tiene un

diámetro de 4 pulgadas, una clase de 250 y composición de fundición de hierro. En el CML40A, una Válvula presenta conexión roscada, elaborada por el fabricante Master Pilot, con un diámetro de 2 pulgadas, su clase es de 200, y su material de composición es fundición de hierro. En el caso de las dos Válvulas roscadas cuyas ubicaciones se encuentran referenciadas en el CML57 y el CML72, cada una, cuyo fabricante es Walworth, presentan un diámetro de 6 pulgadas, con clase 200, y son fabricadas en fundición de hierro. Finalmente encontramos una válvula roscada, fabricada por Walworth, con un diámetro de 6 pulgadas, una clase de 150, en fundición de hierro y su posición en el sistema se referencia en el CML83.

Las ocho (8) uniones roscadas existentes en el sistema están compuestas de acero al carbono A105, elaboradas por el Fabricante Crane Engennering, con Clase 300. Presentan diámetros de 6 pulgadas, y se ubican en referencia con el CML2, el CML8, el CML14, el CML33, el CML37, el CML41, el CML66 y el CML71.

De las dos (2) uniones universales roscadas, una presenta diámetro de 6 pulgadas, fabricada en acero al carbono A105, por el fabricante Crane Engennering, con clase 300 y se ubica en el CML 27. Mientras que, la otra unión universal presenta diámetro de 3 pulgadas, está compuesta de acero al carbono A105, por el fabricante Crane Engeneering, con una clase de 300 y se ubica en referenciada con el CML 103.

Dentro de los accesorios para cambios de dirección tipo Codo, se encuentra un Codo de 90° soldado cuyo diámetro es de 3 pulgadas, con material de fabricación en acero al carbono grado 234, ubicado en el CML 10H. Hay en existencia un (1) codo de 90° roscado con diámetro de seis (6) pulgadas, compuesto por acero al carbono A105, con clase 300, fabricado por Crane Engeneering y ubicado en el CML21. Adicionalmente existen en el sistema de tubería, cuatro (4) codos con diámetro de 3 pulgadas, compuesto por acero al carbono A105, con clase 300,

fabricado por Crane Engineering, Ubicados en el CML 99, CML 97, CML 107 y CML 113. Y finalmente se observó un (1) Codo de 4 pulgadas de diámetro, compuesto por acero al carbono A105, con clase 300, fabricado por Crane Engineering y ubicado en el CML 115.

Los veinticinco (25) tramos rectos de tubo son fabricados en acero al carbono A105 grado B, de los cuales parte presentan seis (6) pulgadas de diámetro, y ubicación entre el CML 2 y el CML 64. Así como desde CML 67 al CML 94. Adicionalmente otra parte de tramos rectos presentan tres (3) pulgadas de diámetro ubicados desde CML 10B al CML 10H y del CML 10J al CML 10L. también presenta las mismas características desde el CML 104 al CML 105 y entre el CML 110 y el CML 113.

Entre las cuatro (4) Reducciones existentes en el sistema se identifica el cambio de diámetro de 4 pulgadas a 3 pulgadas, fabricado en material de acero al carbono A234 WPB, ubicada en el CML 10M. También se presenta el cambio de diámetro de 6 pulgadas a 4 pulgadas, fabricado en material de acero al carbono A234 WPB, ubicada en el CML 73. Adicionalmente, el cambio de diámetro de 6 pulgadas a 3 pulgadas, cuyo material de composición es acero al carbono A234 WPB, ubicado en el CML 95, y finalmente el cambio de diámetro de 4 pulgadas a 3 pulgadas, cuyo material de composición es acero al carbono A234 WPB, relacionado con el CML 114.

De los dieciocho (18) niples con composición en acero al carbono A106 grado B, seis (6) niples tienen diámetro de 4 pulgadas, ubicados entre los CML's 4 y 6; 10N y 10O; 11 y 12; 16A y 16B; 16C y 16D; y entre los CML's 17 y 18. En adición dos (2) niples con diámetro de 6 pulgadas, ubicados en los CML 30A , 50 y 91. Un (1) niple con diámetro de 2 pulgadas, ubicado en el punto referenciado como CML 40A. y finalmente siete (7) niples tienen diámetros de 3 pulgadas, ubicados entre los CML's 96 y 97; 98 y 99; 102 y 103; 106 y 107; 108 y 109; 115 y 116; y la ubicación referenciada con el CML 117.

En el CML 101 se presenta una Válvula de Tapón roscada con diámetro de 3 pulgadas, su material de composición es fundición de hierro gris clase 125 clase B ASTM A126, con presión máxima de operación de 200 psi CWP (presión de agua a temperatura ambiente), con fabricación realizada en Estados Unidos por industrias Flowserve con referencia Nordstrom.

Las tres (3) conexiones de derivación con diámetro de 4 pulgadas, se encuentran ubicadas en los CML's 4, 10 y 16. Mientras la conexión de derivación existente con diámetro de 2 pulgadas, se ubica en el CML 40. Y adicionalmente las otras tres (3) conexiones de derivación con diámetro de 6 pulgadas, se ubican en los CML's 54, 69 y 80. todas las conexiones de derivación tienen composición en Acero al Carbono forjado A105 y fabricación realizada en Estados Unido por Crane Engeneering.

En el CML 10A se ubica una Tee Soldada de 3 pulgadas de diámetro, Fabricada en acero al carbono A234 WPB. Mientras el CML 49 referencia una Tee roscada de 6 pulgadas de diámetro, fabricada en acero al carbono forjado A105 con presión máxima de operación de 3000psi, cuyo Fabricante es Crane Engeneering,

#### **4.2. Mecanismos De Falla De Las Tuberías**

Un tubo es una pieza hueca que suele tener forma cilíndrica y que, por lo general se encuentra abierta por ambos extremos. La unión de múltiples tubos permite crear un sistema de conducción, denominado tubería; un conducto que permite el transporte de un fluido de cualquier tipo. Los tubos pueden estar hechos de diversos materiales, de acuerdo a las necesidades técnicas y económicas, actualmente, el hierro, el acero, el cobre, entre otros. Una tubería puede ser construida a partir de varios métodos; sin costura, es decir que no tiene soldadura, sino que ayuda a contener la presión gracias a su homogeneidad, con costura longitudinal o con costura



helicoidal, la utilización de cada tipo de soldadura depende de las condiciones de operación y del fluido que vayan a distribuir.

Constantemente las tuberías en servicio se encuentran sometidas a la acción de diferentes fuerzas y ambientes generalmente agresivos que a medida del tiempo van deteriorando su condición física, tales como deterioros por disminución de espesor de la pared, disminución de la resistencia mecánica del material, aparición de discontinuidades, grietas, que a medida que van atacando las tuberías pueden traer consigo reducciones en la capacidad de carga de la línea, grandes probabilidades de falla por concepto de disminución de espesor y reducción de vida útil.

**Corrosión Interna.** En principio los precursores de la corrosión externa e interna son los mismos, algunos fluidos contienen muchos agentes que favorecen la corrosión tales como; agua, químicos contaminantes, desechos, minerales, bacterias que normalmente crean un ambiente corrosivo dentro de la tubería. Las picaduras localizadas, y la corrosión generalizada son formas típicas de daño en las líneas de distribución de fluidos.

**Corrosión Galvánica.** Se asocia a la corriente resultante de la unión de dos o más metales de diferente categoría en la escala galvánica, en contacto con un electrolito común. Para que se lleve a cabo este tipo de corrosión uno de los dos metales en contacto se comporta como ánodo y el otro como cátodo. Un tramo de tubería de acero tiene áreas catódicas y anódicas debido al nivel de impurezas que pueden estar presentes en el acero al carbono o de baja aleación, o un tramo de tubería nueva se pone en contacto con una tubería antigua. Las celdas galvánicas también se pueden formar debido a metales diferentes usados cuando se suelda una tubería adicional, también puede ocurrir cuando se introducen esfuerzos productos de las juntas soldadas y/ o de las curvaturas.

Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos. Es una forma de agrietamiento en la cual se favorece la propagación de grietas pequeñas de manera que se alargan y profundizan lentamente. Otro caso eventual puede ocurrir cuando grietas pequeñas se unen para formar grandes grietas. Este tipo de corrosión puede estar presente en la tubería por años, pero una vez la grieta en cuestión se vuelve lo suficientemente grande, el resultado puede ser catastrófico. Estas se pueden presentar bajo las siguientes condiciones:

Ambiente conductivo. Terrenos específicos y tipos de suelos, particularmente los ambientes húmedos, secos, calientes, marítimos y que favorecen el deterioro de los recubrimientos son los más favorables para este tipo de corrosión.

Material. Todos los aceros usados en tuberías son comúnmente susceptibles a este tipo de corrosión, aunque esta favorabilidad puede verse incrementada en donde se encuentran esfuerzos a tensión, como por ejemplo en las curvaturas o en los cambios de sección.

Niveles de esfuerzo. La susceptibilidad a este tipo de corrosión se incrementa con algunos niveles de esfuerzos presentes en las tuberías como por ejemplo en los cordones de soldadura, o en sitios de deformación por cargas externas, como abolladuras.

Abolladuras Planas. Son el inicio de grietas o fisuras que podrían llevar a la falla, principalmente si están acompañados de concentradores de esfuerzos producidos por ejemplo por rayones o impactos mecánicos de rocas o cualquier otro tipo de elemento. Las abolladuras planas son cambios en el contorno de la superficie, que no están acompañados de concentradores de esfuerzos.

Abolladuras con concentrador de esfuerzos. Las grietas son concentradores de esfuerzos en este tipo de abolladuras, rasguños dentro de una abolladura que pueden desencadenarse en la producción de una falla fatal dentro de las tuberías.

Soldadura. Los acoples de cualquier accesorio a la tubería tales como; válvulas, cierres, bloqueos entre otros, se constituyen en un factor de riesgo y un gran concentrador de esfuerzos en el cordón de soldadura, especialmente cuando la soldadura no es bien hecha y se pueden producir quemones de soldadura, lo cual incrementa la posibilidad de concentración de esfuerzo, esto puede ser causado por la formación del arco eléctrico entre el electrodo de soldadura o la conexión a tierra y la superficie de la tubería.

Grietas. Son separaciones o particiones del metal inducidas por esfuerzos, que en la mayoría no son lo suficientemente grandes como para causar falla o ruptura total del material, pero que poseen todo el potencial para incubar una falla o una grieta por concepto de esfuerzos cíclicos, por corrosión intergranular en tuberías de servicio, que con el transcurrir de los años podrían desencadenar una falla por fatiga.

Golpe de Ariete. Es un choque violento que se produce sobre las paredes de una tubería cuando el movimiento del fluido que se transporte es modificado bruscamente, si el fluido fluye por una tubería con una determinada velocidad y mediante una válvula se corta el paso totalmente, el agua más próxima a la válvula se detendrá bruscamente y será empujada por la que viene detrás. Cuando en una tubería se cierra una válvula mientras el contenido fluye normalmente, la velocidad detrás de la válvula es retardada y se produce una presión dinámica; cuando la válvula es cerrada rápidamente esta presión dinámica va a ser mayor. Esto es lo que se conoce como golpe de ariete, y en algunos casos causa fractura de la tubería.

Efecto del ángulo de impacto. Es una función de remoción del material en la superficie, en los sistemas en los cuales prevalece la deformación plástica o el corte, las mayores tasas de desgaste se presentan para ángulos bajos entre  $10^\circ$  y  $30^\circ$  y en condiciones de fractura frágil las mayores tasas de desgaste se obtienen a partículas que inciden a  $90^\circ$ .

Efecto de la dureza de las partículas. Las partículas abrasivas duras promueven mayores tasas de desgaste, independiente de la velocidad y el ángulo de impacto.

Efecto del Tamaño de las Partículas. Se ha observado que tamaños grandes de partícula causan un aumento en la tasa de desgaste, pero este efecto es pronunciado hasta cierto valor límite de tamaño de partícula.

Cavitación. Este fenómeno se conoce como la formación de burbujas de gas en un fluido líquido en una región donde la presión del líquido cae por debajo de la presión de vapor. Cuando las burbujas entran en una región de alta presión colapsan en la superficie sólida continuamente, este colapso continuo de las burbujas causa un esfuerzo cíclico en la superficie. En una tubería las presiones negativas ocurren cuando el flujo del líquido entra en una geometría divergente. En cambios de sección, de un diámetro menor a uno mayor. En materiales dúctiles la cavitación puede causar cráteres en la superficie, en materiales cerámicos, el fenómeno se puede presentar en forma de grietas o desprendimiento de material. A pesar de que la cavitación involucra procesos de colisión entre un líquido y un sólido como ocurre en la erosión hay algunas diferencias significativas. La cavitación es un proceso más "suave" que el desgaste erosivo, en el desgaste por cavitación es arrancada una partícula del material por millones de cavitaciones, mientras tanto solo unos cientos de impactos son suficientes para causar desgaste erosivo.

Teniendo en cuenta las características relacionadas con las condiciones de operación, tales como fluido que transporta y características de diseño, se determinan los principales mecanismos de daño por lo cual puede fallar una línea o sistema de transporte.

Corrosión Atmosférica: Es una forma de deterioro del material que ocurre debido a un intercambio de iones debido a la humedad asociada con las condiciones ambientales (Polución, contaminantes y ambientes marinos). Los materiales más afectados son los aceros al carbono y

de baja aleación. Se caracteriza por el ataque corrosivo general o localizado, dependiendo del estado del recubrimiento. La pérdida localizada de recubrimiento tiende a promover más rápido el daño.

Se puede presentar este mecanismo de daño en todos los componentes del sistema, lo cual conduce a modo de Falla tales como la rotura en el caso de las soportería y/o la fuga en todos los demás componentes.

**Corrosión Inducida Microbiológicamente:** Es una forma de corrosión causada por la presencia de organismos vivos, tales como bacterias, algas y hongos. Se asocian con la presencia de tubérculos o limos de sustancias orgánicas. Es usualmente hallada en ambientes acuosos en donde existe agua estancada o bajos regímenes de flujo, los cuales promueven el crecimiento de microorganismos. Normalmente es observada como picaduras localizadas bajo depósitos o tubérculos.

Este mecanismo de daño puede encontrarse en los siguientes componentes: tapón tipo CAP por ser trayectos de baja velocidad del flujo. Adicionalmente en válvulas de alivio, válvula de cheque, válvulas de compuerta, válvulas de tapón, uniones roscadas, codo de 90° roscados y soldados, tramos rectos, Tee's, reducciones, niples y conexiones de derivación. Este mecanismo de daño deriva en el modo de falla de fuga.

**Corrosión debido a Suelos:** El contacto de los metales con el suelo, produce condiciones de humedad que facilitan y promueven el intercambio de iones, lo cual genera el deterioro de los metales expuestos a los suelos. La severidad de la corrosión es determinada por factores como la temperatura de operación, humedad, disponibilidad de oxígeno, resistividad del suelo (condiciones y características del suelo), tipo de suelo, pH, homogeneidad del suelo, protección

catódica, corrientes parasitas, tipo de recubrimiento, edad y condición. Se presenta como pérdida localizada de espesor externo en forma de picaduras.

Este mecanismo de daño puede encontrarse en los siguientes componentes: tapón tipo CAP. Adicionalmente en válvulas de alivio, válvula de cheque y válvulas de compuerta, válvulas de tapón, uniones roscadas, codo de 90° roscados y soldados, tramos rectos, Tee's, reducciones, niples y conexiones de derivación. Este mecanismo de daño deriva en el modo de falla de fuga.

**Daños mecánicos:** Durante muchos años, las abolladuras no se caracterizaron como críticas; sin embargo, los fallos causados como resultado de las abolladuras han generado preocupaciones con respecto a estos requisitos y a los métodos de inspección de NDT. Poder identificar con precisión las abolladuras críticas antes de que provoquen fallos, evitando a su vez operaciones costosas, es algo primordial para cualquier inspector de tuberías. Considerando estos factores, los ingenieros de tuberías y los inspectores de NDT buscan precisión, fiabilidad y trazabilidad al elegir una herramienta de inspección.

Las soluciones de NDT cuentan con un módulo de evaluación de daños mecánicos para analizar daños como abolladuras y otras deformaciones de la superficie que podrían ser nocivas para el medio ambiente. Los operarios de tuberías pueden confiar en estas herramientas innovadoras para generar informes fiables e instantáneos, un factor clave en la reducción de costos de mantenimiento para la operación segura de la infraestructura de transporte y almacenamiento de petróleo y gas natural. El módulo de evaluación mecánica permite que aplicaciones tales como las evaluaciones basadas en la tensión se realicen en conformidad con el estándar ASME B31.3.

Una forma de daño mecánico son las abolladuras, las cuales han sido caracterizadas en campo con el objeto de identificar las variables que describen el grado de daño, observando y

analizando las siguientes variables: - Geometría - Espesor de pared - Dureza - Esfuerzo Elástico - Esfuerzo de Ruptura - Esfuerzo Residual - Porcentaje de Elongación - pérdidas de material - Estructura Metalográfica - Presión de Operación - Grado de daño sobre soldaduras.

Los componentes que podrían presentar en mayor grado dicho mecanismo de daño son los tramos rectos, codos de 90° soldados y niples debido a las dimensiones de espesor de pared más delgados en comparación con otros componentes de sistema, derivando luego, en el modo de falla de rotura.

Erosión: Consiste en la remoción acelerada de material de la superficie como resultado del movimiento o impacto de sólidos, líquidos, vapor o cualquier combinación de estos. La severidad del daño es determinada por factores como la velocidad del fluido, la concentración, el medio impactante, el tamaño de partícula, la dureza, la resistencia a la corrosión del material sujeto a impacto y el ángulo de impacto.

La corrosión contribuye a remover la película protectora y acelerar el deterioro. Todos los materiales son afectados por este mecanismo de daño. Se caracteriza por la pérdida localizada de espesor en forma de picaduras, ondas, valles y huecos, los cuales exhiben un patrón direccional. La falla puede ocurrir en corto tiempo.

Los componentes que podrían presentar este mecanismo de daño son: las válvulas de alivio, válvulas de compuerta debido a la mala manipulación realizada por el personal de operaciones, ya que estas válvulas al no encontrarse completamente cerradas o completamente abiertas van a permitir un flujo dañino y perjudicial que al golpear el cono y/o la compuerta de las válvulas respectivamente, ocasiona la erosión. Adicionalmente, se ven afectados los codos de 90°, las Tee's, y las conexiones de derivaciones debido a la resistencia ocasionada por el material para efectuar el cambio de dirección requerido en el trayecto del flujo.

Finalmente se presenta en menor grado dicho mecanismo de daño en los tramos rectos y niples debido a las velocidades del flujo, derivando luego, en el modo de falla de rotura.

Grietas: Es una forma de corrosión local cuando se destruye la capa de pasivación superficial del sedimento de la superficie o el área de blindaje. Hay grietas en el proceso de soldadura o el diseño de la junta de tubería de acero inoxidable en la otra junta.

Si la causa que produjo el daño se encuentra activa y, por tanto, la rotura se encuentra aumentando, se considera una grieta. Por el contrario, si la causa de la rotura ha cesado y, por tanto, no avanza, se trata de una fisura.

Las grietas se encuentran presentes en los tramos rectos, niples, todos de 90°, reducciones y Tee's debido a defectos de manufactura tales como incrustaciones, laminaciones y desperfectos de los tratamientos térmicos. Este mecanismo de daño deriva en el modo de falla de rotura.

#### **4.3. Plan De Mantenimiento Predictivo**

El desarrollo del Plan Predictivo se hace cumpliendo los siguientes pasos:

Paso 1. Elaboración de formatos para registro de datos en ensayos

Se elaboró un formato para el registro de indicaciones relevantes encontradas en la inspección visual, tales como picaduras, daños mecánicos y abolladuras; de las cuales se anotarán sus dimensiones, además de datos requeridos para la aplicación de la evaluación API, tales como: diámetro, Schedule y espesor nominal; Tal como se muestra en la figura 7 y 8. Adicionalmente, se tuvo en cuenta el registro de datos como aspectos externos y del entorno que son de gran influencia en la evaluación de condición de la tubería.









## Paso 2. Aplicación de ensayos no destructivos

Los ensayos aplicados al sistema de transporte de proceso de hidrocarburos fueron:

**Inspección visual:** La inspección visual se realizará en el siguiente orden:

- Identificar la línea y referenciar en la planilla de campo.
- Determinar la metodología de inspección.
- Establecer el inicio y la terminación
- Determinar el tipo de fluido que transporta.
- Establecer el CML.
- Abscisar la tubería.
- Verificar diámetro, Schedule y espesor nominal.
- Verificar si hay picaduras, daños mecánicos, abolladuras y anotar sus dimensiones.
- Evaluar el estado del recubrimiento y revestimiento
- Evaluar el estado de la soportería.
- Realizar la descripción del derecho de vía.
- Anotar cualquier tipo de observación adicional referente a los hallazgos relevantes.



Figura 7. Inspección visual aplicada a la tubería de transporte de hidrocarburo desde tratadores térmicos a tanques de almacenamiento.

FECHA GERENCIA		LINEA CAMPO		INSPECTOR TECNICO INSPECCION		Velocidad calibración												
20/04/21 670		Salida de Caida de Tratadores Termicos baseales a tanques Estacion T2S - T1B		JAVIER LOPEZ		5985												
CONDICIONES DE MONITOREO: 1-Definición de zona de inspección. 2-Definición de zona de inspección. 3-Definición de zona de inspección. 4-Definición de zona de inspección. 5-Definición de zona de inspección. 6-Definición de zona de inspección. 7-Definición de zona de inspección. 8-Definición de zona de inspección.																		
MANTENIMIENTO: STC-SUBRAYADO DE CONCRETO; AS-ANTES DE SOLDADURA; DG-DESPUES DE SOLDADURA; CSO-CUO DE 50P; CAS-CUO DE 45 P; RESAM-SOPORTE TIPO MACEDON; SPC-SOPORTE DE CONCRETO																		
K.M.	M.P.T.	LONG.	TIPO DE ACCESORIO	ESTADO DE LA TUBERIA		REPARACION TEMPORAL		RECOBRAMIENTO		REVESTIMIENTO		SOPORTERA		LISTOS DEL SUELO		CUBIERTOS DE AGUA		DESCRIPCION AMBIENTAL Y OBSERVACIONES
				ABRIL	ENTRADA	PROTECCION EXTERNA	MANTENIMIENTO	REPARACION TEMPORAL	RECOBRAMIENTO	REVESTIMIENTO	SOPORTERA	LISTOS DEL SUELO	CUBIERTOS DE AGUA					
1	6	00	CAP															CAP POSICION TIPO BOLA
2	6	03																DESPUES DE UNION BOLAS
3	6	08																PUNTO MEDIO
4	6	15																CON PERDIDA DE
5	6	16																CONEXION DE DERIVACION
6	6	17																DESPUES DE VALVULA COMPUESTA
7	6	44																NIVEL LLEGADA DE CRUDO DEL T2S
8	6	63																PUNTO DE UNION BOLAS
9	6	69																ANTES DE UNION BOLAS
10	6	94	TEE															DESPUES DE UNION BOLAS
11	6	98																CONEXION DE DERIVACION
12	6	134																DESPUES DE VALVULA COMPUESTA
13	6	149																NIVEL LLEGADA DE CRUDO DEL T2S
14	6	159																PUNTO DE UNION BOLAS
15	6	159																ANTES DE UNION BOLAS
16	6	159																DESPUES DE UNION BOLAS
17	6	159																DESPUES DE UNION BOLAS
18	6	237																ANTES DE UNION BOLAS
19	6	233	C90															DESPUES DE UNION BOLAS
20	6	233																PUNTO MEDIO
21	6	251																DESPUES DE UNION BOLAS
22	6	251																PUNTO MEDIO
23	6	265																DESPUES DE UNION BOLAS

Figura 8. Registro de datos de Inspección visual aplicada a la tubería de transporte de hidrocarburo desde tratadores térmicos a tanques de almacenamiento.

## Medición de espesores por método de contacto pulso eco ultrasonido manual - Scan A

### A

La inspección por ultrasonido en la Línea Salida de tratadores térmicos a tanques se realiza de acuerdo a lo establecido en: ASME SECCIÓN V. Artículo 23. SE 797

STANDARD PRACTICES FOR MEASURING THICKNESS BY MANUAL

ULTRASONIC PULSE ECHO CONTACT METHOD.

Para la medición de espesores mediante la técnica de Scan A se considera el tipo de segmento inspeccionado; en el caso de tramos rectos de tubería, se registran cuatro mediciones antes y después de cada unión soldada, así como en zona intermedia de cada tubo; en accesorios soldados se llevan a cabo 8 mediciones en reducciones, 7 mediciones en Tee's y 6 en codos, ver figuras.

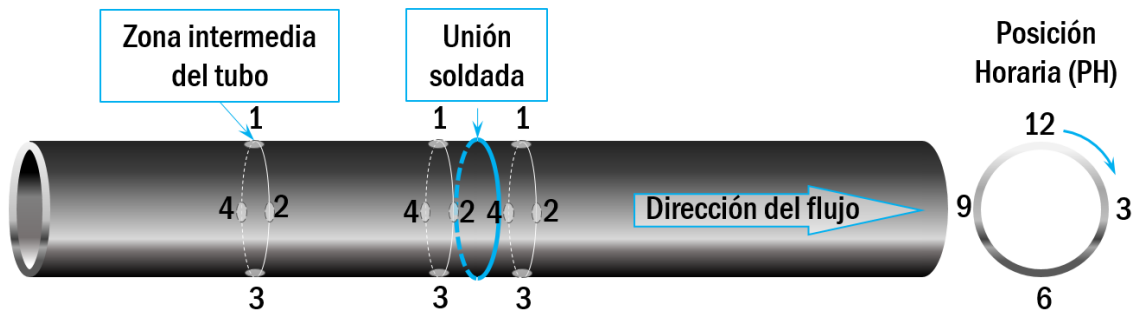


Figura 9. Scan A en tramos rectos.

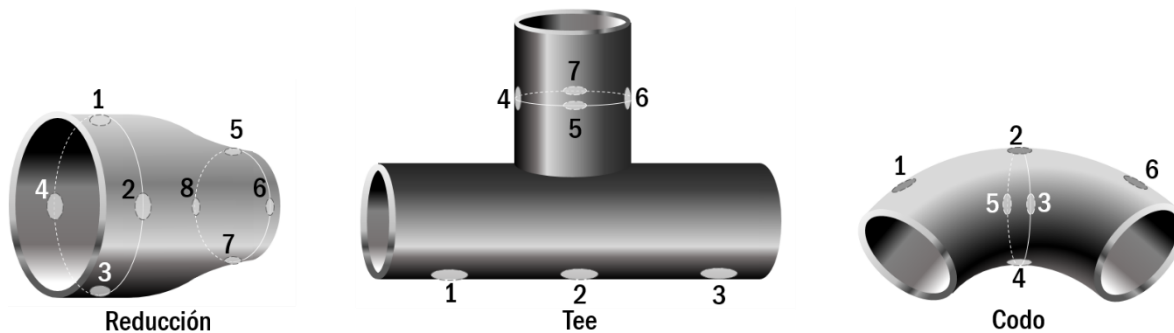


Figura 10. Scan A en accesorios.

## **Inspección de líneas mediante la técnica MRUT/EMAT**

La inspección de la línea mediante MRUT/EMAT se realiza haciendo un barrido longitudinal (escaneo), milímetro a milímetro de la tubería, el cual cubre los 360° de la circunferencia de la tubería a medida que se va desplazando el sensor; de esta manera cubrimos el 100% de la superficie del tubo en todos aquellos tramos en los cuales se pueda acceder con el sensor del equipo. El resultado de este barrido longitudinal es la identificación cualitativa de áreas con pérdidas de espesor que a continuación son verificadas mediante UT Scan B para determinar su ubicación exacta y cuantificar el valor de la pérdida de espesor respecto al espesor nominal de la tubería, lo cual permitirá cuantificar la proporción de desgaste y su proximidad a los estándares mínimos permitidos. Adicionalmente se realiza medición por Scan B tomando como referencia los CMLs definidos anteriormente, que corresponde adyacentes a soldaduras (10 cm a cada lado de la soldadura), curvas o cambios de dirección, interfaces aéreas enterradas, derivaciones y accesorios presentes en el trazado de la línea.

Para la identificación, trazabilidad y referenciación de áreas con pérdidas de espesor, daños mecánicos o indicaciones de corrosión externa se toma como referencia el abscisado de la línea y se marcan puntos de monitoreo de condición (CMLs).

## **CARACTERÍSTICAS GENERALES DE OPERACIÓN DEL MRUT/EMAT**

**Equipo temate® PowerBox H:** es un instrumento ultrasónico que se encarga de la generación y detección de señales (Rango de frecuencia 100KHz a 6 MHz), operando desde una batería interna recargable. El equipo puede operar en configuración Pulse-Echo o en la configuración Pitch-Catch, haciendo uso de ondas guiadas.

Sensores: Este sistema de detección consiste en un electroimán permanente o electroimán y una bobina portadora de corriente. El imán permanente se utiliza para proporcionar un campo de polarización estático, mientras que la bobina se utiliza para introducir campos magnéticos dinámicos en la profundidad de la piel de la pieza de inspección. Mediante el acoplamiento de los campos electromagnéticos y elásticos en la superficie de la superficie, se genera y recibe un ultrasonido.

### Medición de espesores por ultrasonido manual de contacto pulso eco Scan B

La inspección por ultrasonido se realiza de acuerdo a lo establecido en: ASME SECCIÓN V. Artículo 23. SE 797 Standard Practices For Measuring Thickness By Manual Ultrasonic Pulse Echo Contact Method.

Para las tomas por Scan B se realizan barridos en las zonas definidas como CMLs por el inspector para cada técnica de la siguiente forma:

Para tramos rectos se realizan barridos de 10 cm perimetrales a lado y lado de las uniones soldadas.

Para los accesorios tipo Tee, codos, reducciones se realizan barridos en el 100% de la superficie y se reportan en la planilla de IV-UT los 4 valores más bajos.



Figura 11. Scan B en tramos rectos y en accesorios.



### Paso 3. Procesamiento de Datos de inspección

Se procesaron los datos con ayuda de hojas de cálculo para su respectiva evaluación bajos los criterios de aceptación y rechazo anteriormente mencionados, tomando como edad de la tubería un valor igual a 20 años hasta el momento de la aplicación de la inspección.

**Tabla 11. Sección 1 de formato para evaluación de datos recogidos durante la inspección**

SECCIÓN 1								
CML	NPS (pulg)	ABSCISADO LONG (m)	SECCIÓN	TIPO DE TRAMO	MATERIAL	SCH	Tnom (mm)	Tret (mm)
1	6	0,0	CAP	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
2	6	0,3	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
3	6	0,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
4	6	1,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
5	6	1,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	10,97	2,8
6	6	1,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	10,97	2,8
7	6	4,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
8	6	6,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
9	6	6,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
10	6	9,3	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
10A	3	9,4	TEE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
10B	3	9,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
10C	3	12,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
10D	3	14,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
10E	3	17,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
10F	3	17,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
10G	3	21,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
10H	3	23,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
10I	3	23,3	CODO 90°	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
10J	3	23,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
10K	3	25,1	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
10L	3	26,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
10M	3	27,3	REDUCCIÓN	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
10N	4	27,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	6,02	2,3
10O	4	27,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	6,02	2,3
11	4	30,1	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	8,56	2,3
12	6	30,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
13	6	32,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
14	6	33,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
15	6	34,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
16	6	36,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
16A	4	36,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	8,56	2,3
16B	4	36,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	8,56	2,3
16C	4	36,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	8,56	2,3
16D	4	36,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	8,56	2,3
17	4	36,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	6,02	2,3
18	6	37,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
19	6	37,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
20	6	39,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
21	6	39,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
22	6	40,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
23	6	42,3	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
24	6	43,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
25	6	44,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
26	6	44,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8

SECCIÓN 1								
CML	NPS (pulg)	ABSCISADO LONG (m)	SECCIÓN	TIPO DE TRAMO	MATERIAL	SCH	Tnom (mm)	Tret (mm)
27	6	45,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
28	6	45,3	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
29	6	46,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
30	6	47,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
30A	6	48,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
31	6	48,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
32	6	50,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
33	6	51,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
34	6	51,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
35	6	53,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
36	6	56,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
37	6	57,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
38	6	57,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
39	6	61,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
40	6	64,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
40A	2	64,1	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	5,54	1,8
41	6	64,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
42	6	64,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
43	6	66,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
44	6	69,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
45	6	70,7	NIPLE	ENTERRADO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
46	6	82,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
47	6	84,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
48	6	84,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
49	6	85,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
50	6	85,1	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
51	6	85,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
52	6	86,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
53	6	86,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
54	6	89,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
55	6	89,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
56	6	90,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
57	6	90,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
58	6	91,1	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
59	6	92,1	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
60	6	94,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
61	6	95,1	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
62	6	95,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
63	6	95,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
64	6	96,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
65	6	97,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
66	6	98,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
67	6	98,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
68	6	100,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
69	6	102,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
70	6	103,1	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
71	6	103,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
72	6	104,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
73	6	104,2	REDUCCIÓN	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
74	6	105,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
75	6	106,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
76	6	106,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
77	6	108,3	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
78	6	109,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
79	6	111,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
80	6	112,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
81	6	112,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
82	6	113,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
83	6	113,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
84	6	114,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
85	6	115,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
86	6	118,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8

SECCIÓN 1								
CML	NPS (pulg)	ABSCISADO LONG (m)	SECCIÓN	TIPO DE TRAMO	MATERIAL	SCH	Tnom (mm)	Tret (mm)
87	6	118,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
88	6	118,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
89	6	119,1	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
90	6	119,3	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
91	6	119,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
92	6	119,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
93	6	120,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
94	6	120,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
95	6	120,8	REDUCCIÓN	AÉREO	A106 Gr B	STD	7,11	2,8
96	3	120,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
97	3	121,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	XS	7,62	2,0
98	3	121,1	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
99	3	121,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
100	3	121,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
101	3	121,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
102	3	121,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
103	3	121,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
104	3	121,9	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
105	3	122,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
106	3	122,7	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
107	3	123,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
108	3	123,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
109	3	123,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
110	3	123,6	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
111	3	124,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
112	3	126,0	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
113	3	128,8	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
114	3	129,0	REDUCCIÓN	AÉREO	A106 Gr B	STD	5,49	2,0
115	4	129,2	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	6,02	2,3
116	4	129,4	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	6,02	2,3
117	4	129,5	NIPLE	AÉREO	A106 Gr B	STD	6,02	2,3

Tabla 12. Sección 2 de formato para evaluación de datos recogidos durante la inspección

SECCIÓN 2								
ESPEORES MEDIDOS					Tmín	% PERDIDA	A/R	SCAN REALIZADO
(mm)								
1	2	3	4	5				
6,99	6,84	7,33	7,30	10,35	6,84	3,8	A	SCAN A
6,57	7,11	6,58	6,68		6,57	7,6	A	SCAN A
6,79	7,06	6,91	6,83		6,79	4,5	A	SCAN A
6,37	7,09	7,26	5,71		5,71	19,7	A	SCAN A
8,75	8,90	8,10	8,11		8,10	26,2	A	SCAN A
8,48	8,33	8,18	8,27		8,18	25,4	A	SCAN A
6,92	7,22	7,39	6,31		6,31	11,3	A	SCAN A
6,63	7,12	6,82	6,74		6,63	6,8	A	SCAN A
6,61	5,62	6,49	6,70		5,62	21,0	A	SCAN A
7,13	6,40	6,37	7,28		6,37	10,4	A	SCAN A
5,04	5,14	5,72	5,03	5,34	5,03	8,4	A	SCAN A
6,68	6,59	6,58	6,76		6,58	13,6	A	SCAN A
6,65	6,57	6,57	6,68		6,57	13,8	A	SCAN A
6,62	6,48	6,65	6,60		6,48	15,0	A	SCAN A
6,64	6,51	6,69	6,69		6,51	14,6	A	SCAN A
6,57	6,60	6,50	6,47		6,47	15,1	A	SCAN A
6,56	6,73	6,49	6,49		6,49	14,8	A	SCAN A
6,56	6,52	6,52	6,70		6,52	14,4	A	SCAN A

SECCIÓN 2								
ESPEORES MEDIDOS					Tmín	% PERDIDA	A/R	SCAN REALIZADO
(mm)								
1	2	3	4	5				
6,74	6,70	7,43	6,93	6,85	6,70	12,1	A	SCAN A
6,50	6,59	6,58	6,55		6,50	14,7	A	SCAN A
6,55	4,47	6,57	6,50		4,47	18,6	A	SCAN A
6,56	6,61	6,61	6,55		6,55	14,0	A	SCAN A
5,89	5,54	6,33	6,22	6,40	5,54	0,0	A	SCAN A
7,95	8,04	8,34	8,54		7,95	0,0	A	SCAN A
8,38	8,28	7,67	8,35		7,67	0,0	A	SCAN A
8,19	9,02	8,01	8,31		8,01	6,4	A	SCAN A
8,36	7,94	8,36	7,95		7,94	0,0	A	SCAN A
6,75	6,71	6,92	7,13		6,71	5,6	A	SCAN A
6,09	6,02	6,96	6,60		6,02	15,3	A	SCAN A
7,39	7,66	7,10	7,36		7,10	0,1	A	SCAN A
7,67	7,72	7,06	7,71		7,06	0,7	A	SCAN A
7,73	7,62	7,82	8,15		7,62	11,0	A	SCAN A
7,43	7,62	8,06	8,17		7,43	13,2	A	SCAN A
8,47	8,07	8,02	7,95		7,95	7,1	A	SCAN A
8,68	8,01	8,72	8,03		8,01	6,4	A	SCAN A
6,37	5,77	6,44	5,79		5,77	4,2	A	SCAN A
6,43	5,70	6,33	5,80		5,70	19,8	A	SCAN A
7,66	7,28	7,48	7,30		7,28	0,0	A	SCAN A
7,29	7,44	6,85	7,67		6,85	3,7	A	SCAN A
6,77	6,89	7,16	7,83		6,77	4,8	A	SCAN A
7,95	7,46	7,94	6,97		6,97	2,0	A	SCAN A
7,08	7,26	7,16	6,37		6,37	10,4	A	SCAN A
6,86	7,23	6,61	6,44		6,44	9,4	A	SCAN A
7,01	7,22	6,97	6,42		6,42	9,7	A	SCAN A
7,46	6,55	7,69	6,76		6,55	7,9	A	SCAN A
6,51	6,78	7,08	6,72		6,51	8,4	A	SCAN A
6,70	6,35	7,28	7,55		6,35	10,7	A	SCAN A
7,45	7,36	7,46	7,44		7,36	0,0	A	SCAN A
6,83	7,71	7,15	7,39		6,83	3,9	A	SCAN A
6,98	7,40	7,51	7,44		6,98	1,8	A	SCAN A
6,85	6,46	6,96	7,02		6,46	9,1	A	SCAN A
6,93	6,46	6,67	6,83		6,46	9,1	A	SCAN A
6,54	6,86	6,91	6,69		6,54	8,0	A	SCAN A
7,03	7,18	6,66	7,55		6,66	6,3	A	SCAN A
7,17	7,28	6,88	6,29		6,29	11,5	A	SCAN A
7,06	7,07	7,27	7,49		7,06	0,7	A	SCAN A
7,19	6,42	7,53	6,33		6,33	11,0	A	SCAN A
7,54	6,96	6,65	6,86		6,65	6,5	A	SCAN A
7,63	7,81	7,14	7,21		7,14	0,0	A	SCAN A
7,75	7,65	7,20	7,14		7,14	0,0	A	SCAN A
6,01	6,17	5,15	6,42		5,15	7,0	A	SCAN A
7,42	7,46	7,07	7,68		7,07	0,6	A	SCAN A
6,79	7,35	7,78	7,22		6,79	4,5	A	SCAN A
7,06	7,40	7,37	7,17		7,06	0,7	A	SCAN A
7,00	7,27		7,11		7,00	1,5	A	SCAN A
7,37	7,35		7,36		7,35	0,0	A	SCAN A
7,40					7,40	0,0	A	SCAN A
7,61	7,61		7,10		7,10	0,1	A	SCAN A
7,39	7,66	7,40	6,37		6,37	10,4	A	SCAN A
7,60	7,32	7,48	6,95		6,95	2,3	A	SCAN A
6,31					6,31	11,3	A	SCAN A
6,74	6,59	6,76	6,15		6,15	13,5	A	SCAN A
6,44	7,69	5,82	6,69		5,82	18,1	A	SCAN A
7,46	7,04	7,67	6,61		6,61	7,0	A	SCAN A
7,20	6,71	7,41	6,98		6,71	5,6	A	SCAN A
7,24	7,17	7,13	6,57		6,57	7,6	A	SCAN A
7,14	7,22	7,25	6,87		6,87	3,4	A	SCAN A
7,06	7,11	7,03	6,89		6,89	3,1	A	SCAN A
7,66	7,33	7,71	7,05		7,05	0,8	A	SCAN A
7,63	7,50	7,50	7,17		7,17	0,0	A	SCAN A



**Tabla 13. Sección 3 de formato para evaluación de datos recogidos durante la inspección**

SECCIÓN 3							
CORROSIÓN INTERNA							
EDAD DEL DUCTO (AÑOS)	RATA DE CORROSIÓN (mm/Año)	Valoración Velocidad de Corrosión	VIDA RESIDUAL (Años) VC CML	VIDA RESIDUAL (Años) VC SISTEMA	Tmín Próxima inspección (mm)	MAOP CML ACTUAL (psig)	Próximo intervalo de inspección UT
20,00	0,013	OK	299,30	28,16	5,94	1219,43	10,00
20,00	0,027	OK	139,65	26,28	5,67	1171,30	10,00
20,00	0,016	OK	249,41	27,81	5,89	1210,52	10,00
20,00	0,070	OK	41,58	20,28	4,81	1017,98	10,00
20,00	0,143	OK	36,94	36,94	7,20	1444,06	10,00
20,00	0,139	OK	38,57	37,50	7,28	1458,33	10,00
20,00	0,040	OK	87,76	24,46	5,41	1124,94	10,00
20,00	0,024	OK	159,61	26,69	5,73	1181,99	10,00
20,00	0,074	OK	37,86	19,65	4,72	1001,93	9,83
20,00	0,037	OK	96,50	24,88	5,47	1135,64	10,00
20,00	0,023	OK	131,76	21,12	4,13	1697,41	10,00
20,00	0,052	OK	88,09	31,92	5,68	2220,47	10,00
20,00	0,052	OK	87,06	31,85	5,67	2217,10	10,00
20,00	0,057	OK	78,61	31,22	5,58	2186,73	10,00
20,00	0,055	OK	81,27	31,43	5,61	2196,85	10,00
20,00	0,057	OK	77,75	31,15	5,57	2183,35	10,00
20,00	0,056	OK	79,48	31,29	5,59	2190,10	10,00
20,00	0,055	OK	82,19	31,50	5,62	2200,22	10,00
20,00	0,046	OK	102,19	32,76	5,80	2260,97	10,00
20,00	0,056	OK	80,37	31,36	5,60	2193,48	10,00
20,00	0,051	OK	48,44	17,21	3,57	1508,44	8,61
20,00	0,053	OK	85,06	31,71	5,65	2210,35	10,00
20,00	0,000	OK		24,67	4,64	1869,52	10,00
20,00	0,000	OK		39,38	7,05	2086,61	10,00
20,00	0,000	OK		37,43	6,77	2013,12	10,00
20,00	0,027	OK	207,66	39,80	7,11	2102,36	10,00
20,00	0,000	OK		35,82	7,04	1415,54	10,00
20,00	0,020	OK	195,53	27,25	5,81	1196,26	10,00
20,00	0,054	OK	59,09	22,44	5,12	1073,24	10,00
20,00	0,000	OK	8601,18	29,97	6,20	1265,79	10,00
20,00	0,002	OK	1704,23	29,69	6,16	1258,65	10,00
20,00	0,047	OK	113,21	37,08	6,72	2000,00	10,00
20,00	0,056	OK	90,81	35,75	6,53	1950,13	10,00
20,00	0,030	OK	185,27	39,38	7,05	2086,61	10,00
20,00	0,027	OK	207,66	39,80	7,11	2102,36	10,00
20,00	0,012	OK	277,64	24,18	4,87	1514,44	10,00
20,00	0,070	OK	41,14	20,21	4,80	1016,19	10,00
20,00	0,000	OK		31,22	6,38	1297,88	10,00
20,00	0,013	OK	311,58	28,23	5,95	1221,22	10,00
20,00	0,017	OK	233,56	27,67	5,87	1206,95	10,00
20,00	0,007	OK	595,80	29,06	6,07	1242,61	10,00
20,00	0,037	OK	96,50	24,88	5,47	1135,64	10,00
20,00	0,033	OK	108,67	25,37	5,54	1148,12	10,00
20,00	0,034	OK	104,94	25,23	5,52	1144,56	10,00
20,00	0,028	OK	133,95	26,14	5,65	1167,73	10,00
20,00	0,030	OK	123,68	25,86	5,61	1160,60	10,00
20,00	0,038	OK	93,43	24,74	5,45	1132,08	10,00
20,00	0,000	OK		31,78	6,46	1312,14	10,00
20,00	0,014	OK	287,90	28,09	5,93	1217,65	10,00
20,00	0,006	OK	643,17	29,13	6,08	1244,39	10,00
20,00	0,032	OK	112,63	25,51	5,56	1151,69	10,00
20,00	0,032	OK	112,63	25,51	5,56	1151,69	10,00
20,00	0,028	OK	131,25	26,07	5,64	1165,95	10,00
20,00	0,022	OK	171,58	26,90	5,76	1187,34	10,00

SECCIÓN 3							
CORROSIÓN INTERNA							
EDAD DEL DUCTO (AÑOS)	RATA DE CORROSIÓN (mm/Año)	Valoración Velocidad de Corrosión	VIDA RESIDUAL (Años) VC CML	VIDA RESIDUAL (Años) VC SISTEMA	Tmín Próxima inspección (mm)	MAOP CML ACTUAL (psig)	Próximo intervalo de inspección UT
20,00	0,041	OK	85,13	24,32	5,39	1121,38	10,00
20,00	0,002	OK	1704,23	29,69	6,16	1258,65	10,00
20,00	0,039	OK	90,53	24,60	5,43	1128,51	10,00
20,00	0,023	OK	167,41	26,83	5,75	1185,56	10,00
20,00	0,000	OK		30,25	6,24	1272,92	10,00
20,00	0,000	OK		30,25	6,24	1272,92	10,00
20,00	0,019	OK	171,82	23,35	4,25	2561,13	10,00
20,00	0,002	OK	2135,29	29,76	6,17	1260,44	10,00
20,00	0,016	OK	249,41	27,81	5,89	1210,52	10,00
20,00	0,002	OK	1704,23	29,69	6,16	1258,65	10,00
20,00	0,005	OK	763,74	29,27	6,10	1247,96	10,00
20,00	0,000	OK		31,71	6,45	1310,36	10,00
20,00	0,000	OK		32,06	6,50	1319,27	10,00
20,00	0,000	OK	8601,18	29,97	6,20	1265,79	10,00
20,00	0,037	OK	96,50	24,88	5,47	1135,64	10,00
20,00	0,008	OK	518,82	28,92	6,05	1239,04	10,00
20,00	0,040	OK	87,76	24,46	5,41	1124,94	10,00
20,00	0,048	OK	69,80	23,35	5,25	1096,42	10,00
20,00	0,064	OK	46,83	21,05	4,92	1037,59	10,00
20,00	0,025	OK	152,42	26,55	5,71	1178,43	10,00
20,00	0,020	OK	195,53	27,25	5,81	1196,26	10,00
20,00	0,027	OK	139,65	26,28	5,67	1171,30	10,00
20,00	0,012	OK	339,21	28,37	5,97	1224,78	10,00
20,00	0,011	OK	371,87	28,51	5,99	1228,35	10,00
20,00	0,003	OK	1416,86	29,62	6,15	1256,87	10,00
20,00	0,000	OK		30,46	6,27	1278,26	10,00
20,00							10,00
20,00							10,00
20,00							10,00
20,00							10,00
20,00							10,00
20,00	0,017	OK	233,56	27,67	5,87	1206,95	10,00
20,00	0,011	OK	371,87	28,51	5,99	1228,35	10,00
20,00	0,022	OK	171,58	26,90	5,76	1187,34	10,00
20,00	0,037	OK	96,50	24,88	5,47	1135,64	10,00
20,00	0,024	OK	155,94	26,62	5,72	1180,21	10,00
20,00	0,043	OK	79,09	23,98	5,34	1112,46	10,00
20,00	0,058	OK	53,68	21,88	5,04	1058,98	10,00
20,00	0,062	OK	49,52	21,40	4,97	1046,50	10,00
20,00	0,037	OK	96,50	24,88	5,47	1135,64	10,00
20,00	0,024	OK	159,61	26,69	5,73	1181,99	10,00
20,00	0,025	OK	149,04	26,48	5,70	1176,65	10,00
20,00	0,031	OK	116,84	25,65	5,58	1155,25	10,00
20,00	0,017	OK	233,56	27,67	5,87	1206,95	10,00
20,00	0,022	OK	175,93	26,97	5,77	1189,12	10,00
20,00	0,017	OK	226,32	27,60	5,86	1205,17	10,00
20,00	0,020	OK	190,27	27,18	5,80	1194,47	10,00
20,00	0,005	OK	763,74	29,27	6,10	1247,96	10,00
20,00	0,022	OK	171,58	26,90	5,76	1187,34	10,00
20,00	0,024	OK	159,61	26,69	5,73	1181,99	10,00
20,00	0,016	OK	241,25	27,74	5,88	1208,74	10,00
20,00	0,038	OK	91,96	24,67	5,44	1130,29	10,00
20,00							10,00
20,00							10,00
20,00							10,00
20,00							10,00
20,00							10,00
20,00							10,00
20,00	0,036	OK	98,10	24,95	5,48	1137,42	10,00























**Tabla 17. Cálculos de integridad para evaluación de datos recogidos durante la inspección.**

CÁLCULOS INTEGRIDAD																
3	DATOS PROYECTADOS A 3 AÑOS			DATOS DISEÑO / NORMAS								API 570				
Espesor proyectado a 3 años	Evaluación para Issues por t requerido	MAWP (psi)	ACEPTADO	TIPO DE TUBERÍA	h (mm) (Altura rosca)	E	P DISEÑO (Psi)	D Ext. (in)	S (Psi)	Esp Min Req. Presión (mm) ASME B.31.3 $t=(P*D)/(2*S*E*W+P*y)$	Esp Min Req Estructural (mm) API 574	UT medido	Clase 2		RESULTADOS PRÓXIMA INSPECCIÓN	
												VR/2	Intervalo de Inspección Espesores (años)	Intervalo de Inspección Visual (años)	min tabla y la mitad de RL (espesores) (años)	Tabla API 570 (Visual) (años)
5.98	A	1065,95	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,08	10	5	10,0	5
5.71	A	1017,82	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,14	10	5	10,0	5
5.93	A	1057,04	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,90	10	5	10,0	5
4.85	A	864,50	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	10,14	10	5	10,0	5
7.24	A	1290,59	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	18,47	10	5	10,0	5
7.32	A	1304,85	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	18,75	10	5	10,0	5
5.45	A	971,47	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,23	10	5	10,0	5
5.77	A	1028,52	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,35	10	5	10,0	5
4.76	A	848,45	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	9,83	10	5	9,8	5
5.51	A	982,16	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,44	10	5	10,0	5
4.17	A	1406,90	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	10,56	10	5	10,0	5
5.72	A	1929,96	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	15,96	10	5	10,0	5
5.71	A	1926,59	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	15,93	10	5	10,0	5
5.62	A	1896,22	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	15,61	10	5	10,0	5
5.65	A	1906,34	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	15,72	10	5	10,0	5
5.61	A	1892,84	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	15,58	10	5	10,0	5
5.63	A	1899,59	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	15,65	10	5	10,0	5
5.66	A	1909,71	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	3,5	15000	1,037	2	15,75	10	5	10,0	5
5.84	A	1970,46	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	16,38	10	5	10,0	5
5.64	A	1902,96	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	15,68	10	5	10,0	5
3.61	A	1217,93	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	8,61	10	5	8,6	5
5.69	A	1919,84	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	15,86	10	5	10,0	5
4.68	A	1579,00	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	12,34	10	5	10,0	5
7.09	A	1860,66	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	19,69	10	5	10,0	5
6.81	A	1787,17	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	18,71	10	5	10,0	5
7.15	A	1876,41	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	19,90	10	5	10,0	5
7.08	A	1262,06	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	17,91	10	5	10,0	5
5.85	A	1042,78	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,63	10	5	10,0	5
5.16	A	919,77	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	11,22	10	5	10,0	5
6.24	A	1112,31	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,98	10	5	10,0	5
6.20	A	1105,18	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,85	10	5	10,0	5

CÁLCULOS INTEGRIDAD																
3	DATOS PROYECTADOS A 3 AÑOS			DATOS DISEÑO / NORMAS								API 570				
Espesor proyectado a 3 años	Evaluación para Issues por t requerido	MAWP (psi)	ACEPTADO	TIPO DE TUBERÍA	h (mm) (Altura rosca)	E	P DISEÑO (Psi)	D Ext. (in)	S (Psi)	Esp Mín Req. Presión (mm) ASME B.31.3 $t=(P*D)/(2*S*E*W+P*y)$	Esp Mín Req Estructural (mm) API 574	UT medido	Clase 2		RESULTADOS PRÓXIMA INSPECCIÓN	
												VR/2	Intervalo de Inspección Espesores (años)	Intervalo de Inspección Visual (años)	min tabla y la mitad de RL (espesores) (años)	Tabla API 570 (Visual) (años)
6,76	A	1774,05	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	18,54	10	5	10,0	5
6,57	A	1724,18	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	17,88	10	5	10,0	5
7,09	A	1860,66	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	19,69	10	5	10,0	5
7,15	A	1876,41	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	19,90	10	5	10,0	5
4,91	A	1288,48	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	12,09	10	5	10,0	5
4,84	A	862,72	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	10,11	10	5	10,0	5
6,42	A	1144,40	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	15,61	10	5	10,0	5
5,99	A	1067,74	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,11	10	5	10,0	5
5,91	A	1053,48	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,83	10	5	10,0	5
6,11	A	1089,13	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,53	10	5	10,0	5
5,51	A	982,16	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,44	10	5	10,0	5
5,58	A	994,64	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,68	10	5	10,0	5
5,56	A	991,08	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,61	10	5	10,0	5
5,69	A	1014,25	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	6,625	15000	1,785	2,8	13,07	10	5	10,0	5
5,65	A	1007,12	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,93	10	5	10,0	5
5,49	A	978,60	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,37	10	5	10,0	5
6,50	A	1158,66	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	15,89	10	5	10,0	5
5,97	A	1064,17	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,04	10	5	10,0	5
6,12	A	1090,91	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,57	10	5	10,0	5
5,60	A	998,21	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,75	10	5	10,0	5
5,60	A	998,21	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,75	10	5	10,0	5
5,68	A	1012,47	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,03	10	5	10,0	5
5,80	A	1033,86	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	6,625	15000	1,785	2,8	13,45	10	5	10,0	5
5,43	A	967,90	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,16	10	5	10,0	5
6,20	A	1105,18	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,85	10	5	10,0	5
5,47	A	975,03	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,30	10	5	10,0	5
5,79	A	1032,08	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,42	10	5	10,0	5
6,28	A	1119,44	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	15,12	10	5	10,0	5
6,28	A	1119,44	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	15,12	10	5	10,0	5
4,29	A	2133,01	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	2,375	15000	0,569	1,8	11,67	10	5	10,0	5
6,21	A	1106,96	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,88	10	5	10,0	5
5,93	A	1057,04	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	6,625	15000	1,785	2,8	13,90	10	5	10,0	5
6,20	A	1105,18	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,85	10	5	10,0	5
6,14	A	1094,48	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,64	10	5	10,0	5

CÁLCULOS INTEGRIDAD																
3	DATOS PROYECTADOS A 3 AÑOS			DATOS DISEÑO / NORMAS								API 570				
Espesor proyectado a 3 años	Evaluación para Issues por t requerido	MAWP (psi)	ACEPTADO	TIPO DE TUBERÍA	h (mm) (Altura rosca)	E	P DISEÑO (Psi)	D Ext. (in)	S (Psi)	Esp Mín Req. Presión (mm) ASME B.31.3 $t=(P*D)/(2*S*E*W+P*y)$	Esp Mín Req Estructural (mm) API 574	UT medido	Clase 2		RESULTADOS PRÓXIMA INSPECCIÓN	
												VR/2	Intervalo de Inspección Espesores (años)	Intervalo de Inspección Visual (años)	min tabla y la mitad de RL (espesores) (años)	Tabla API 570 (Visual) (años)
6,49	A	1156,88	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	15,86	10	5	10,0	5
6,54	A	1165,79	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	16,03	10	5	10,0	5
6,24	A	1112,31	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,98	10	5	10,0	5
5,51	A	982,16	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,44	10	5	10,0	5
6,09	A	1085,57	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,46	10	5	10,0	5
5,45	A	971,47	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	6,625	15000	1,785	2,8	12,23	10	5	10,0	5
5,29	A	942,94	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	11,67	10	5	10,0	5
4,96	A	884,11	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	10,52	10	5	10,0	5
5,75	A	1024,95	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,28	10	5	10,0	5
5,85	A	1042,78	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,63	10	5	10,0	5
5,71	A	1017,82	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,14	10	5	10,0	5
6,01	A	1071,30	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,18	10	5	10,0	5
6,03	A	1074,87	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,25	10	5	10,0	5
6,19	A	1103,39	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	6,625	15000	1,785	2,8	14,81	10	5	10,0	5
6,31	A	1124,79	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	15,23	10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
5,91	A	1053,48	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,83	10	5	10,0	5
6,03	A	1074,87	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,25	10	5	10,0	5
5,80	A	1033,86	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,45	10	5	10,0	5
5,51	A	982,16	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,44	10	5	10,0	5
5,76	A	1026,73	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,31	10	5	10,0	5
5,38	A	958,99	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	6,625	15000	1,785	2,8	11,99	10	5	10,0	5
5,08	A	905,50	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	10,94	10	5	10,0	5
5,01	A	893,02	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	10,70	10	5	10,0	5
5,51	A	982,16	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,44	10	5	10,0	5
5,77	A	1028,52	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,35	10	5	10,0	5
5,74	A	1023,17	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,24	10	5	10,0	5
5,62	A	1001,77	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,82	10	5	10,0	5
5,91	A	1053,48	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,83	10	5	10,0	5
5,81	A	1035,65	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,49	10	5	10,0	5

CÁLCULOS INTEGRIDAD																
3	DATOS PROYECTADOS A 3 AÑOS			DATOS DISEÑO / NORMAS								API 570				
Espesor proyectado a 3 años	Evaluación para Issues por t requerido	MAWP (psi)	ACEPTADO	TIPO DE TUBERÍA	h (mm) (Altura rosca)	E	P DISEÑO (Psi)	D Ext. (in)	S (Psi)	Esp Mín Req. Presión (mm) ASME B.31.3 $t=(P*D)/(2*S*E*W+P*y)$	Esp Mín Req Estructural (mm) API 574	UT medido	Clase 2		RESULTADOS PRÓXIMA INSPECCIÓN	
												VR/2	Intervalo de Inspección Espesores (años)	Intervalo de Inspección Visual (años)	min tabla y la mitad de RL (espesores) (años)	Tabla API 570 (Visual) (años)
5,90	A	1051,69	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,80	10	5	10,0	5
5,84	A	1041,00	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,59	10	5	10,0	5
6,14	A	1094,48	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	14,64	10	5	10,0	5
5,80	A	1033,86	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,45	10	5	10,0	5
5,77	A	1028,52	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,35	10	5	10,0	5
5,92	A	1055,26	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	6,625	15000	1,785	2,8	13,87	10	5	10,0	5
5,48	A	976,81	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,34	10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
				SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8		10	5	10,0	5
5,52	A	983,95	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	6,625	15000	1,785	2,8	12,48	10	5	10,0	5
6,25	A	1114,09	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	15,02	10	5	10,0	5
5,93	A	1057,04	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	13,90	10	5	10,0	5
5,65	A	1007,12	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	6,625	15000	1,587	2,8	12,93	10	5	10,0	5
6,10	A	2058,20	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	17,28	10	5	10,0	5
6,36	A	2145,93	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	18,19	10	5	10,0	5
4,82	A	1626,25	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	12,82	10	5	10,0	5
4,74	A	1599,25	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	12,55	10	5	10,0	5
4,02	A	1356,28	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	10,04	10	5	10,0	5
4,11	A	1386,65	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	10,35	10	5	10,0	5
4,84	A	1633,00	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	12,89	10	5	10,0	5
4,73	A	1595,88	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	12,51	10	5	10,0	5
4,35	A	1467,64	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	3,5	15000	1,037	2	11,19	10	5	10,0	5
4,33	A	1460,89	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	11,12	10	5	10,0	5
4,23	A	1427,15	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	10,77	10	5	10,0	5
2,04	A	688,12	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	3,14	10	5	3,1	5
4,57	A	1541,88	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	11,95	10	5	10,0	5
4,52	A	1525,01	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	11,78	10	5	10,0	5
4,02	A	1356,28	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	10,04	10	5	10,0	5
3,92	A	1322,54	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	9,69	10	5	9,7	5
4,27	A	1440,65	Aceptado	ROSCADA	0,1984	1	285	3,5	15000	1,037	2	10,91	10	5	10,0	5

CÁLCULOS INTEGRIDAD																
3	DATOS PROYECTADOS A 3 AÑOS			DATOS DISEÑO / NORMAS								API 570				
Espesor proyectado a 3 años	Evaluación para Issues por t requerido	MAWP (psi)	ACEPTADO	TIPO DE TUBERÍA	h (mm) (Altura rosca)	E	P DISEÑO (Psi)	D Ext. (in)	S (Psi)	Esp Min Req. Presión (mm) ASME B.31.3 $t=(P*D)/(2*S*E*W+P*y)$	Esp Min Req Estructural (mm) API 574	UT medido	Clase 2		RESULTADOS PRÓXIMA INSPECCIÓN	
												VR/2	Intervalo de Inspección Espesores (años)	Intervalo de Inspección Visual (años)	min tabla y la mitad de RL (espesores) (años)	Tabla API 570 (Visual) (años)
4,16	A	1403,53	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	10,52	10	5	10,0	5
4,78	A	1612,75	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	3,5	15000	0,838	2	12,68	10	5	10,0	5
4,86	A	1275,36	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	11,92	10	5	10,0	5
4,90	A	1285,86	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	12,06	10	5	10,0	5
5,47	A	1435,46	Aceptado	SOLDADA	0,0000	1	285	4,5	15000	1,078	2,3	14,04	10	5	10,0	5

Fuente: Autor

#### **Paso 4. Elaboración de informe de inspección**

Se realizó el informe de resultados de la evaluación de inspección, siendo dividido en dos secciones:

##### **Sección I**

##### **Generalidades**

##### **Documentos De Referencia**

- ✓ API Standard 570, Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-Service Piping Systems, 4th Edition, February 2016.
- ✓ API Recommended Practice 571, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 2nd Edition, April 2011.
- ✓ API Recommended Practice 574 – Inspection Practices for Piping System Components, 4th edition, November 2016
- ✓ API Recommended Practice 577 –Welding Inspection and Metallurgy, 2nd Edition, December 2013.
- ✓ American Society of Mechanical Engineers (ASME), Boiler and Pressure Vessel Code, 2017 edition.
  - i. Section V, Nondestructive Examination, Articles 1, 2, 4, 6, 7, 9, 16 and 23 (section SE797).
  - ii. Section IX, Welding and Brazing Qualifications.
  - iii. B 31.3, Process Piping., 2016 Edition
  - iv. B 31.4, Piping systems Liquid hydrocarbons and other liquids, 2016 Edition.
  - v. B 31 G, Determining the Remaining strength of corroded pipelines. 2016 Edition.

##### **Práctica 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 Riesgos (AR):

- ✓ Se utilizaron permanentemente los elementos de seguridad requeridos en cada actividad ejecutada para realizar la inspección de la línea.
- ✓ Se dio cumplimiento a lo estipulado en los procedimientos e instructivos para la ejecución de cada actividad.
- ✓ Se ejecutó la inspección del derecho de vía de la Línea.
- ✓ Se tuvieron en cuenta los riesgos biológicos propios del campo.
- ✓ Se verificó la no presencia de elementos que presentan riesgos de caída.
- ✓ Se efectuó limpieza y orden en las áreas, equipos y herramientas utilizadas en la actividad.
- ✓ Cero eventualidades, la actividad se desarrolló sin incidentes.

### **Equipos Y Materiales**

- ✓ Medidor de espesores marca Dms Go + Con una Temperatura de operación de 0 a 55° C (32 a 131° F), configuración de matrices de 2 x 2 hasta 9 x 9 por cada punto de medición, Modos de Medición en pantalla: Temperatura corregida, Lectura - Barrido A, Barrido B, Captura Máx / Mín, Diferencial, Pulsador tipo onda cuadrada, Rango de Medición en acero de 0.40 a 650 mm (0.010 a 25 pulg), en operación estándar, dependiendo el transductor, superficie y material, Resolución 0.01 o 0.1 mm (0.001 o 0.01 pulg) seleccionable, Frecuencia de actualización 32 Hz en el modo de captura Mín/ Máx y Barrido B 4, 8 o 16 Hz en el modo estándar Receptor Rango dinámico de 110 dB Control de ganancia automática Límite de ganancia alta, baja y automática Conectores Transductores Dual Lemo - 00 (Coax) Mini USB.

- ✓ Palpador dual compatible con Dakota MVX con 5 MHZ de frecuencia y diámetro de 0,25”.
- ✓ Transductor DA-301 Rango mm/pulg 1.25 - 200 / 0.05 – 8, temperatura -20 a +60 °C, frecuencia 5 MHZ, diámetro mm/ pulg 12.1 / 0.475
- ✓ Metil-celulosa como acoplante.
- ✓ Lija, cepillo metálico, estopa, marcador industrial.
- ✓ Galgas para medición de profundidad, cámara fotográfica.
- ✓ Accesorios auxiliares para inspección visual; Lupa, Espejo.

### **Personal De Inspección**

La elaboración del presente informe de acuerdo a la inspección fue ejecutada por el siguiente personal:

Javier Correa

Inspector ejecutor

### **Plan De Inspección**

Luego de la identificación de los mecanismos de deterioro de la Línea Salida de tratadores térmicos a tanques, se procede a elaborar un plan de inspección en donde se contemplan las técnicas para determinar el estado actual de la Línea.

**Tabla 18. Plan de inspección Línea Salida de tratadores térmicos a tanques**

PLAN GENERAL DE INSPECCIÓN			
PARTE	MODO DE FALLA	ENSAYOS A	EXTENSIONES
SOPORTES	Corrosión (1)-Daños mecánicos-Perdida funcionalidad	Inspección visual	100 % soportes visibles
TUBERÍA INTERIOR	Erosión, Corrosión	EMAT, UT espesores SCAN A/B	Tramos rectos, accesorios



PLAN GENERAL DE INSPECCIÓN			
Y	Corrosión atmosférica –	Inspección visual	100 % de la tubería visible
EXTERIOR	Corrosión en suelos (1)		
SOLDADU	Grietas, fisuras, etc.	Inspección visual	100 % soldaduras
DERECHO	Erosión, derrumbe,	Inspección visual	100 % derecho de vía
DE VÍA	socavados		

Incluye la inspección de cualquier mecanismo de daño de la parte a inspeccionar (incluye estado del recubrimiento) y su dimensionamiento.

#### Criterios De Aceptación Y Rechazo

Para la ejecución de la actividad de evaluación del estado mecánico y de corrosión de las líneas, se utilizó como criterio de evaluación los documentos: ASME B 31.3, ASME B 31.4 (16), ASME B 31.G, API 570. Estas normas suministran criterios para la evaluación de la condición necesaria para que una línea continúe en servicio, cambie de servicio o cuando se toman decisiones que involucren reparaciones, alteraciones, desmantelamiento, reubicación o reconstrucción de las líneas existentes. Sin embargo, estos criterios no intentaran sustituir ni subvalorar el análisis de ingeniería y los juicios requeridos para cada situación.

#### Criterios de evaluación

##### Criterios evaluación defectos por inspección visual y corrosión externa

##### Daños mecánicos y defectos de soldadura

**Tabla 19. Mecanismos y defectos de soldadura**

CONDICIÓN A EVALUAR	CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO SEGÚN ASME B31.3
DAÑO MECÁNICO	Profundidad mayor de 12.5 % del espesor nominal

CONDICIÓN A EVALUAR	CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO SEGÚN ASME B31.3
ABOLLADURA	Cuando afecte la curvatura del tubo en la soldadura longitudinal o cualquier soldadura circunferencial
	Las que contengan algún concentrador de esfuerzos tal como una ranura
	Gas - las que excedan una profundidad de 0.25" en un tubo de 12" y menores, o 2 % del diámetro nominal de tubos mayores de 12"
	Líquidos - las que excedan una profundidad de 0.25" en un tubo de 4" y menores, o 6 % del diámetro nominal de tubos mayores de 4"
GRIETAS	No se acepta
SOCAVADURA	Profundidad de 1/32" o 12.5 % del espesor (el que sea menor) y su longitud no excederá el valor menor entre 2" o 1/8 de la

### Picaduras

- ✓ Picaduras con profundidades menores que el 10 % del espesor nominal de la línea no son tenidas en cuenta.
- ✓ Picaduras con profundidades mayores al 80 % del espesor nominal de la línea se rechazan.
- ✓ Picaduras con valores de profundidad entre el 10 % y el 80 % del espesor nominal de la línea se evalúan de acuerdo a la siguiente expresión:

$$L=1.12B\sqrt{Dt}$$

L = Máxima longitud tolerable de área corroída en pulgadas

D = Diámetro nominal del tubo en pulgadas.

t = Espesor de pared alrededor del área afectada

B = Factor adimensional calculado de acuerdo a:

$$B=\sqrt{\left(\frac{d}{t}\right) / \left(1.1d/t-0.15\right)^2-1}$$

Si la profundidad de picaduras está entre el 10% y 17.5% B=4

### **Criterios Para La Evaluación De Corrosión Interna**

Espesor mínimo requerido: El espesor mínimo requerido por presión interna para tubería de proceso es calculado por ASME B 31.3 (16). De acuerdo a la norma se aplica la siguiente fórmula para  $t < D/6$ :

$$t = \frac{P * D}{2(S * E * W + P * y)}$$

Dónde:

D: Diámetro exterior de la tubería, (in).

P: Presión de diseño. (Psig).

S: Esfuerzo admisible. Tomado de la tabla A-1 de acuerdo al material de la línea; en caso de desconocerse se utiliza el valor del material de menor grado.

E: Factor Eficiencia junta longitudinal. Table A-1A. (1.0 para tubería sin costura).

Y: Coeficiente Tabla 304.1.1, valido para  $t < D/6$ . (0.4 para aceros a  $T < 900^{\circ}\text{F}$ ).

De acuerdo a la práctica recomendada API 574, se establece un espesor mínimo estructural requerido y un espesor alerta que indica al inspector que es oportuno realizar una evaluación de la vida remanente de la línea.

En la siguiente tabla se muestran los espesores estructurales mínimos predeterminados y los espesores de alerta para tuberías de acero al carbono y de baja aleación que podrían usarse:

**Tabla 20. Espesores de retiro calculados por API 574**

Table 6—Minimum Thicknesses for Carbon and Low-alloy Steel Pipe (API 574)		
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 a 1	0,07 (1,8)	0,08 (2,0)
1 1/2	0,07 (1,8)	0,08 (2,0)
2	0,07 (1,8)	0,1 (2,5)
3	0,08 (2,0)	0,11 (2,8)
4	0,09 (2,3)	0,12 (3,1)
6 a 18	0,11 (2,8)	0,13 (3,3)
20	0,12 (3,1)	0,14 (3,6)
24	0,12 (3,1)	0,14 (3,6)

Fuente: Tabla 6 API 574

Finalmente, el espesor mínimo requerido o espesor de retiro es obtenido del mayor resultado entre el cálculo realizado por ASME B.31.3 y los espesores mínimos requeridos por cargas externas de API 574.

Velocidad de corrosión: El cálculo de la rata de corrosión se realizará utilizando la formula determinada en el código de Inspección API 570.

$$VC = \frac{(t_{\text{previo}} - t_{\text{actual}})}{\text{tiempo de servicio}}$$

De acuerdo al código se pueden realizar velocidades de corrosión de largo y corto tiempo, según las inspecciones realizadas al sistema.

Dado que en la mayoría de los casos no existe una trazabilidad de los espesores medidos en inspecciones anteriores o el sistema solo cuenta con una inspección, se utiliza el espesor nominal de la línea como espesor previo para el cálculo de la velocidad de corrosión de largo tiempo.

Para los casos donde se pueda estimar la velocidad de largo y corto tiempo, se deben comparar los resultados para ver cuál es la vida útil más corta. El inspector autorizado, en consulta con un especialista en corrosión, seleccionará la velocidad de corrosión que mejor refleje el proceso actual.

Vida remanente: Se hará el cálculo de vida remanente tomando la velocidad de corrosión determinada en ítem anterior, y el espesor requerido ( $t_{\text{requerido}}$ ) calculado.

$$VR = \frac{(t_{\text{actual}} - t_{\text{requerido}})}{RC}$$

Máxima Presión Permisible de Operación, MAOP: Los cálculos de MAOP, se realizan a partir de los espesores mínimos medidos en la última inspección y las velocidades de corrosión proyectados al próximo periodo de inspección  $t_m$

$$MAOP = \frac{2SEt_m}{D}$$

## Sección II

### Línea salida de tratadores térmicos a tanques

#### Características generales de diseño y operación

Mediante ensayos no destructivos se realizó inspección visual y Scan A a la Línea Salida tratadores térmicos a tanques ubicada dentro de las instalaciones de la estación J-25 del campo Tibú. La inspección se realizó en CAP roscado y finalizó en codo 90° después de unión bridada y Después de soldadura y antes de TEE roscada.

Los detalles de la inspección se mencionan en la siguiente tabla:

**Tabla 21. Características de diseño y operación Línea Salida de tratadores térmicos a tanques**

CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN	
Diámetros	2"- 3"- 4"-6"
Temperatura	Ambiente
Presión de diseño	285 PSI Máx.
Soportería	Apoyo subestándar y Marco H
Derecho Vía	Estación J-25
Año de Construcción Línea	15/11/1999 (Establecido por el Gestor Técnico, en representación del usuario)
Material	Acero al carbono
Longitud total de la línea	129,5 m
Longitud inspeccionada	105,8 m
Longitud no inspeccionada	23,7 m
Inicia	En CAP roscado

CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN	
Termina	Después de soldadura y antes de TEE roscada
Ensayos realizados	Inspección visual, UT Scan A, EMAT Y UT Scan B
Scan A	519 puntos
Scan B	6,202689 m2

Fuente: Autor

### **Análisis De Corrosión Interna**

Generalidades para evaluación del sistema:

Clase 2 servicio de tubería.

Material: A 106 Gr B

S: 15000 psi (Valor tomado de norma con fecha más próxima a la de construcción).

P diseño: 285 psi deducida de acuerdo al Set de válvulas y rating de las bridas.

### **Evaluación Por Ultrasonido**

Las pérdidas de material por corrosión interna en la tubería están consignadas en las secciones 2 y 3 de la Planilla de campo. La siguiente tabla muestra los puntos con pérdidas de espesor más relevantes halladas durante la inspección.

**Tabla 22. Evaluación por ultrasonido Línea Salida de tratadores térmicos a tanques.**

EVALUACIÓN POR ULTRASONIDO								
CML	ABSCISA (m)	SECCIÓN	DIÁMETRO (PULG)	ESPESOR NOMINAL (mm)	ESPESOR MÍNIMO (mm)	% PERDIDA	RATA DE CORROSIÓN (mm/y)	MIN VIDA RESIDUAL (años)
5	1,6	NIPLE	6	10,97	8,10	26,2	0,143	36,94
6	1,7	NIPLE	6	10,97	8,18	25,4	0,139	37,50
9	6,9	NIPLE	6	7,11	5,62	21,0	0,074	19,65
107	123,0	NIPLE	3	5,49	2,90	47,2	0,129	6,27

Las velocidades de corrosión se calculan teniendo en cuenta espesores nominales deducidos a partir de los espesores medidos, y no de un espesor inicial medido o de un espesor de pared medido en inspecciones anteriores.

Para cálculos de vida mínima remanente se toma la máxima velocidad de corrosión calculada teniendo en cuenta dentro de los siguientes factores o los más significativos: Velocidad de corrosión por diámetro o composición química.

Máxima velocidad de corrosión en tramos que no incluya cambios de dirección pronunciados tales como codos 45° y /o de 90°, puntos de mezclas, puntos de inyección, accesorios.

Máxima velocidades de corrosión en cambio de dirección pronunciados tales como codos 45° y /o de 90°, puntos de inyección y/o mezclas donde los valores sean próximos a las velocidades de corrosión citados en el ítem anterior y no varíen los intervalos de la próxima inspección.

Para el caso B donde existen velocidades mayores en accesorios la vida remanente se calcula para el punto específico donde está ocurriendo el fenómeno localizado.

Criterio del ingeniero con conocimientos en mecanismo de deterioro, corrosión y materiales.

Debido a falta de información respecto a la fecha de instalación inicial de las tuberías en la Estación J-25, el gestor técnico en representación del usuario, estableció 20 años para los cálculos de velocidad de corrosión interior. La siguiente tabla muestra la máxima rata de corrosión y la mínima vida residual encontrada para la línea.



**Tabla 23. Corrosión Interna Línea Salida de tratadores térmicos a tanques.**

CORROSIÓN INTERNA						
LÍNEA	DIÁMETRO (pulg)	LONGITUD (m)	MAX RATA DE CORROSIÓN (mm/años)	MIN VIDA RESIDUAL (años)	MAOP (psig)	VALORACIÓN
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	2"- 3"- 4"-6"	129,5	0,143	6,27	978,63	INSPECCIONAR EN TRES AÑOS

Teniendo en cuenta el espesor mínimo medido proyectado al próximo intervalo de inspección con respecto a la máxima velocidad de corrosión seleccionada para el sistema el MAWP calculado es 1290,59 psi con un espesor proyectado a 3 años.

#### **Análisis inspección visual de tubería**

#### **Corrosión externa**

#### **Corrosión general**

La principal causa por la cual se presenta este fenómeno se debe a la ausencia de un sistema de recubrimiento en la tubería de la Línea, por esta razón se evidenciaron algunas áreas afectadas, que con el paso del tiempo y la agresividad del ambiente que rodea la tubería podrían llegar a tener consecuencias relevantes en la operación de la misma. A continuación, se citan los tramos de tubería afectadas con este fenómeno corrosivo.

**Tabla 24. Corrosión general Línea Salida de tratadores térmicos a tanques.**

CORROSIÓN GENERAL						
LÍNEA	CML	DESDE LONGITUD (m)	CML	HASTA LONGITUD (m)	L[m]	DESCRIPCIÓN
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	1	0,0	117	129,5	129,5	CORROSIÓN LEVE GENERALIZADA

**Picaduras No Críticas**

Se observa ningún tipo de picadura que exceda el 10% de pérdida de material y que sea catalogada por el código ASME B31.G. Como no crítica.

**Tabla 25. Picaduras no críticas Línea Salida de tratadores térmicos a tanques**

PICADURAS NO CRÍTICAS				
EQUIPO	LONGITUD (m)	d[mm]	L[mm]	OBSERVACIÓN
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	32,2	4	15	ACEPTADA (NO CRITICA)

**Estado Mecánico**

La metodología de inspección aplicada para evaluar el estado mecánico de la tubería nos permite identificar, medir y evaluar todas las indicaciones existentes en la línea producidas por factores externos generados en procesos de montaje, reparaciones o daños por terceros tales como entallas, melladuras, abolladuras, perforaciones cilíndricas, fugas, entre otros, las cuales se encuentran consignadas en la sección 5 de la planilla de campo.

### Abolladuras

Durante la inspección visual de la línea se observó la presencia de una abolladura, la cual no alcanza valores críticos de profundidad cuando es evaluada con los criterios dados en la siguiente tabla se muestra la profundidad de la abolladura y su localización.

**Tabla 26. Abolladura Línea Salida de tratadores térmicos a tanques**

ABOLLADURAS					
LÍNEA	CML	LONGITUD (m)	d (mm)	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	15	2,4	16	ABOLLADURA CON L: 13 mm Y P.H. 6:00	ACEPTADA

### Sistemas De Protección Contra La Corrosión

El estado del sistema de protección contra la corrosión presente en la línea se detalla en la sección 7.

### Recubrimiento

En la siguiente tabla se citan los tramos sistema de protección contra la corrosión en tubería aérea que se encuentran en mal estado o ausentes.

**Tabla 27. Recubrimiento Línea Salida de tratadores térmicos a tanques**

RECUBRIMIENTO						
LÍNEA	DESD E CML	LONGITU D (m)	HASTA CML	LONGITU D (m)	LONGITU D TOTAL (m)	TOTAL (m)
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	45	70,7	46	82,0	11,3	11,3

### Tubería Aérea Con Soporte

La línea se encuentra soportada sobre soporte tipo T y soportería tubular, los cuales se encuentran en mal estado y requieren cambio.

### Soportes Para Mantenimiento

El estado de los soportes que amerita mantenimiento; son los que carecen de recubrimiento, tapones o tapas en sus verticales, están inclinados (no doblados) y/o el soporte no está en la altura justa para que realice su función.

**Tabla 28. Soportes para mantenimiento Línea Salida de tratadores térmicos a tanques**

SOPORTES PARA MANTENIMIENTO							
LÍNEA	DESDE CML	LONGITUD (m)	HASTA CML	LONGITUD (m)	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD TOTAL
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	10C	12,4	10D	14,9	2	SOPORTES DE TUBULAR Y MARCO	3
	111	124,0	--	--	1	H SIN AISLAMIENTOS	

### Soportes Para Cambio

Se encontraron soportes en concreto para cambio, y soportería tubular los cuales no ofrecen condiciones confiables para la integridad de la Línea.

**Tabla 29. Soportes para cambio Línea Salida de tratadores térmicos a tanques**

SOPORTES PARA CAMBIO						
LÍNEA	DESDE CML	LONGITUD (m)	HASTA CML	LONGITUD (m)	CANTIDAD	CANTIDAD TOTAL
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	7	19,1	--	--	1	2
	13	35,0	--	--	1	

**Soportes Faltantes**

Se observan tramos donde la línea presenta flexionamiento entre dos puntos o esta soportada sobre el piso o cualquier accesorio no apto para esta función. En la siguiente tabla se relaciona los tramos de tubería donde se requiere nuevos soportes.

**Tabla 30. Soporte faltantes Línea Salida de tratadores térmicos a tanques**

SOPORTES FALTANTES						
LÍNEA	DESDE CML	LONGITUD (m)	HASTA CML	LONGITUD (m)	CANTIDAD	CANTIDAD TOTAL
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	20	39,7	--	--	1	3
	29	46,6	--	--	1	
	39	61,7	--	--	1	

**Tubería Enterrada**

La longitud total enterrada de la Línea Salida de Tratadores Térmicos a Tanques es de 11,3 metros que corresponden al 9,56% de la longitud total inspeccionada (118,2m).

**Tabla 31. Tubería enterrada Línea Salida de tratadores térmicos a tanques.**

TUBERÍA ENTERRADA							
LÍNEA	DESDE CML	LONGITUD (m)	HASTA CML	LONGITUD (m)	LONGITUD TOTAL (m)	DESCRIPCIÓN	TOTAL (m)
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	45	70,7	46	82,0	11,3	PASO ENTERRADO	11,3

**Observaciones generales****Accesorios**

La línea presenta accesorios que requieren mantenimiento o cambio, los cuales se relacionan en la siguiente tabla:

**Tabla 32. Accesorios Línea Salida de tratadores térmicos a tanques**

ACCESORIOS				
LÍNEA	CML	LONGITUD (m)	TIPO	DESCRIPCIÓN
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES	5	6,3	VÁLVULA DE COMPUTERTA 4X250	CORROSIÓN LEVE LOCALIZADA EN EL CUERPO Y SIN VOLANTE
	100	7,5	VÁLVULA DE COMPUTERTA	CORROSIÓN LEVE LOCALIZADA EN EL CUERPO Y SIN VOLANTE

ACCESORIOS				
LÍNEA	C M L	LONGITU D (m)	TIPO	DESCRIPCIÓN
TÉRMIC OS			ERTA 4X250	
A TANQUE S	17	10,9	VÁLVU LA DE COMPU ERTA 4X250	FUGA EN UNIÓN BRIDADA
	27	15,9	UNIÓN UNIVER SAL	FUGA EN UNIÓN ROSCADA
	30 A	18,7	VÁLVU LA DE COMPU ERTA 6X500	FUGA EN UNIÓN BRIDADA
	40 A	20,8	VÁLVU LA DE COMPU ERTA 2X200	SIN TAPÓN
	83	25,7	VÁLVU LA DE COMPU ERTA 6X150	FUGA EN UNIÓN BRIDADA
	84	30,4	VÁLVU LA DE COMPU ERTA 6X150	FUGA EN UNIÓN BRIDADA

### **Análisis Inspección Visual De Derecho De Vía**

La Línea Salida de tratadores térmicos a tanques dentro de las instalaciones de la estación J-25, por lo tanto, no se encuentra al borde de vía o cerca de cuerpos de agua, no se encuentran en zonas de ganadería, cultivos, etc. Y la interacción con personas está limitada a los operadores de Ecopetrol o personal de mantenimiento que ingrese a realizar trabajos en ella.

### **Tubería En Contacto Con Piso**

Los tramos siguientes se encuentran posados en el piso intencionalmente o no, caídos de la soportería, en contacto con bancada o están cubiertos por capa vegetal.

**Tabla 33. Tubería en contacto con piso Línea Salida de tratadores térmicos a tanques.**

TUBERÍA EN CONTACTO CON EL PISO						
LÍNEA	CML	LONGITUD (m)	CML	LONGITUD (m)	LONGITUD TOTAL (m)	TOTAL
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	22	40,0	45	70,7	30,7	45,4
	46	82,0	64	96,7	14,7	



**Tabla 34. Registro fotográfico**

Foto 1. Inicio de la inspección



Foto 2. Válvula de compuerta 2''x250 sin volante



Foto 3. Soporte tubular sin aislamiento



Foto 4. Soporte tubular



Foto 5. Abolladura



Foto 6. Fin de inspección

#### 4.4. Resultados para formulación de actividades preventivas de mantenimiento, y mitigación de fallas y riesgos.

De acuerdo al diagnóstico de los datos de inspección las acciones a seguir se describen a continuación:

##### **Corrosión Interna**

De acuerdo con la evaluación, valoración de integridad y hallazgos identificados a lo largo del sistema, a continuación, se presentan las propuestas de intervención con el objeto de mantener la integridad mecánica del mismo bajo sus condiciones operativas.

**Tabla 35. Próximo intervalo de inspección visual y espesores**

PRÓXIMO INTERVALO DE INSPECCIÓN VISUAL Y ESPESORES		
LÍNEA SALIDA DE TRATADORES TÉRMICOS A TANQUES	ABRIL 2024	3 AÑOS

Se recomienda realizar la toma de espesores en los mismos CMLs establecidos en esta inspección para determinar una velocidad real del sistema. Para esto se requiere el uso de check Point (puntos fijos demarcados por un área circunferencial de 50 mm) o isométrico con los CMLs establecidos.

Estos intervalos de tiempo pueden ser modificados por evaluación de RBI en concordancia con API 580.

Recalcular vidas remanentes, documentar y registrar este monitoreo para apoyar las siguientes inspecciones.

##### **Inspección visual de tubería**

##### **Corrosión externa**

##### **Corrosión generalizada**

Para los tramos afectados por corrosión generalizada se debe seguir la recomendación según numeral 0- Recubrimiento ubicada en la página 116 con el fin de implementar un sistema protector que mitigue el proceso corrosivo presente en las zonas descritas por la Tabla 24. Corrosión general Línea Salida de tratadores térmicos a tanques. ubicada en la página 106.

Realizar seguimiento a los tramos de la línea que han sido afectados en su superficie por procesos corrosivos y cuya corrosión se ha pasivado o se pasivará mediante la aplicación de recubrimiento.

### **Picaduras No Críticas**

Para el caso de estas picaduras (ver Tabla 25. Picaduras no críticas Línea **Salida de tratadores térmicos a tanques** ubicada en la página 106), se recomienda hacer una adecuada preparación superficial y aplicar recubrimiento para detener la rata de corrosión. Debido a que estas picaduras se presentan en tramos de tubería y no de manera puntual, se debe hacer un seguimiento continuo de ellas y reemplazar dichos tramos a mediano plazo por tubería nueva.

Realizar limpieza manual de la superficie de la tubería (SSPC – SP2), se debe remover de la superficie metálica, toda la calamina suelta, óxido, recubrimiento deteriorado y otros contaminantes que dificulten la adherencia del recubrimiento.

Aplicar recubrimiento anticorrosivo alquídico o epóxico (color gris), hasta un espesor de película seca promedio de 3 mils, y como acabado esmalte alquídico o esmalte epóxico (color Aluminio).

### **Daños mecánicos**

#### **Abolladuras**

Realizar monitoreos de medición de espesores utilizando modo Scan A; si las condiciones de operación varían, es decir, la presión aumenta, se debe realizar ensayo de partículas magnéticas en el área afectada con el fin de determinar la defectología asociada y evitar que se afecte el buen funcionamiento de la línea. Ver Tabla 26. Abolladura Línea Salida de tratadores térmicos a tanques, ubicado en la página 107.

## **Sistema De Protección Contra La Corrosión**

### **Recubrimiento**

Antes de aplicar el recubrimiento en los tramos citados en la Tabla 27. Recubrimiento Línea Salida de tratadores térmicos a tanques ubicada en la página 107, se debe preparar adecuadamente la superficie de la tubería, para esto se recomienda realizar preparación superficial de acuerdo a instructivo o procedimiento de La empresa Aplicar esquema de recubrimiento avalado por el departamento de mantenimiento, el cual debe cumplir con todos los controles de calidad, esquema de colores de La empresa y demás requisitos y especificaciones exigidas por el fabricante.

Durante la aplicación del recubrimiento las zonas que muestren goteos u otros signos de aplicación inadecuada deben repararse inmediatamente.

La aplicación y tiempos de secado se deben realizar de acuerdo a las especificaciones y recomendaciones del fabricante.

### **Tubería aérea**

#### **Soporte tipo T para mantenimiento**

Para los soportes tipo T que requieren mantenimiento, clasificados en la Tabla 28. Soportes para mantenimiento Línea Salida de tratadores térmicos a tanques ubicada en la página 108 recomienda:

Realizar limpieza manual de la superficie de la tubería del soporte tubular (SSPC – SP2), se debe remover de la superficie metálica toda la calamina suelta, óxido, tierra, recubrimiento deteriorado y otros contaminantes sueltos; y aplicar recubrimiento anticorrosivo alquídico o epóxico (color gris), y como acabado se aplicará esmalte alquídico o esmalte epóxico (color Aluminio) hasta un espesor de película seca promedio de 3 mils en cada uno de los productos e instalar tapas metálicas en la parte superior o en su defecto rellenar con concreto(1:3:6).

### **Marcos Tipo H Para Mantenimiento**

Para los Marcos H que requieren mantenimiento, clasificados en Tabla 28. Soportes para mantenimiento Línea Salida de tratadores térmicos a tanques ubicada en la página 108, recomienda: Realizar limpieza manual de la superficie de la tubería del marco H (SSPC – SP2), se debe remover de la superficie metálica toda la calamina suelta, óxido, tierra, recubrimiento deteriorado y otros contaminantes sueltos; y aplicar recubrimiento anticorrosivo alquídico o epóxico (color gris), y como acabado se aplicará esmalte alquídico o esmalte epóxico (color Aluminio) hasta un espesor de película seca promedio de 3 mils en cada uno de los productos e instalar tapas metálicas en la parte superior o en su defecto rellenar con concreto(1:3:6).

### **Apoyos En Concreto Para Mantenimiento**

Para los apoyos en concreto reportados para mantenimiento en la Tabla 28. Soportes para mantenimiento Línea Salida de tratadores térmicos a tanques ubicada en la página 108, se recomienda cambiarlos por soportes en concreto teniendo en cuenta las siguientes consideraciones: El concreto que se utilice debe tener una resistencia a la compresión mínima de 210 kg/cm<sup>2</sup> a 28 días y cumplir con las normas internas de Ecopetrol para la fabricación de los mismos. Los elementos de concreto pueden ser prefabricados y deben

enterrarse mínimo 15 cm dentro del terreno natural firme. La disposición de los soportes y sus dimensiones deberán indicarse en planos. Se debe aislar la línea de los soportes en concreto, utilizando para ello caucho o neopreno.

### **Soportes Para Cambio**

Para los soportes subestándar encontrado apoyando la línea y que requiere cambio reportado en la Tabla 29. Soportes para cambio Línea Salida de tratadores térmicos a tanques ubicada en la página 109 se recomienda:

### **Marcos H Faltantes**

Para los marcos H faltantes, ver Tabla 30. Soporte faltantes Línea Salida de tratadores térmicos a tanques ubicada en la página 109 se debe seguir las recomendaciones dadas en marco H para cambio.

### **Tubería Enterrada**

Utilizar tubería con recubrimiento auto imprimante epoxi coaltar (o similar para tubería enterrada), o en su defecto aplicarlo antes de ser enterrada nuevamente, teniendo en cuenta todas las recomendaciones del fabricante y procedimientos establecidos para la aplicación de este tipo de recubrimientos. Cumplir con los parámetros enmarcados por norma para el control de calidad en la aplicación del recubrimiento.

Para los demás tramos enterrados establecidos en la Tabla 31. Tubería enterrada Línea **Salida de tratadores térmicos a tanques**. ubicada en la página 110, aplicar revestimiento preparando adecuadamente la superficie de la tubería para esto se recomienda realizar limpieza manual (SSPC – SP2), removiendo de la superficie metálica, cascarilla suelta, herrumbre, recubrimiento deteriorado y otros contaminantes sueltos, utilizar cepillo metálico, papel de lija #80, o la combinación de estos métodos; y aplicar recubrimiento,

posteriormente aplicar revestimiento auto imprimante epoxi coaltar y enterrar a un colchón mínimo de 0,90m.

Para enterrar la tubería es muy importante que los esfuerzos se reduzcan al mínimo, el tubo se ajuste a la zanja sin el uso de fuerzas externas para mantenerlo en su lugar hasta que el relleno sea completado, el relleno se realizara de tal forma que no caiga ningún material pesado directamente sobre la tubería y de tal manera que este proporcione un firme apoyo a la tubería.

Las profundidades mínimas para la tubería que debe ir enterrada es; 1,2 m para zonas de cultivo que normalmente el terreno es removido, cruces de ríos, vías férreas, zonas residenciales o industriales y 0,9 m para otras zonas diferente a estas.

### **Observaciones generales**

#### **Accesorios**

Se recomienda programar/realizar mantenimiento a los accesorios, válvulas y bridas en un lapso de tiempo no mayor a 1 año. Ver Tabla 32. Accesorios Línea Salida de tratadores térmicos a tanques ubicada en la página 110, Desmontar válvulas y realizar mantenimiento y calibración cambiando los empaques de las uniones bridadas de las válvulas con la tubería, utilizar empaques espirometálicos tipo CG con anillo centrador externo en acero al carbono y alma en 304, diámetro 8"x150# y 8"x600#. Instalar espárragos SA-193 B7 y tuercas SA-194 2H nuevos, acoplar y ajustar teniendo en cuenta lo descrito en el instructivo de torque y apriete para uniones bridadas de La empresa

Para el caso de la válvula encontrada en el CML 30, se recomienda realizar desmonte para mantenimiento y calibración en un lapso de tiempo no mayor a 1 año. Acoplar y ajustar teniendo en cuenta lo descrito en el instructivo de la empresa para torque y apriete en uniones roscadas.

A todas las conexiones roscadas se debe aplicar soldadura de sello. Emplear procedimiento de soldadura calificado para materiales P1 y electrodo de soldadura AWSE7018 para el pase de relleno.

### **Inspección Visual De Derecho De Vía**

El derecho de vía debe mantenerse limpio de forma que esté libre, que haya facilidad para dar rápidamente expuesta a cualquier emergencia, dar un acceso razonable a cualquier equipo de mantenimiento, realizar patrullajes periódicos, controles de erosión y mantener la visibilidad de los marcadores teniendo en cuenta las recomendaciones generales que se encuentran plasmadas en la planilla de campo.

### **Tubería En Contacto Con Piso**

Retirar todo tipo de material o escombros depositado alrededor de la tubería que se encuentra en contacto con el piso, para así evitar focos de corrosión, ver Tabla 33. Tubería en contacto con piso Línea Salida de tratadores térmicos a tanques. ubicada en la página 112. Realizar limpieza del material biológico –hojas secas / tierra- y excavación del terreno alrededor de la tubería, adecuando la zona evitando que la tubería quede en contacto con el piso, tierra o y humedad. Aplicar recubrimiento adecuando la superficie de la tubería, para esto se recomienda realizar preparación superficial de acuerdo a instructivo o procedimiento de La empresa Aplicar esquema de recubrimiento avalado por el departamento de mantenimiento, el cual debe cumplir con todos los controles de calidad, esquema de colores de La empresa y demás requisitos y especificaciones exigidas por el fabricante. Instalar soportes de acuerdo a los estándares de La Empresa, permitiendo que la tubería quede a una altura mayor a 30 centímetros del piso y se pueda realizar inspección en posición horaria 6H.





## Conclusiones

- Se logro satisfactoriamente caracterizar los componentes de la línea de tubería, desde la salida de tratadores térmicos hasta la llegada a tanques de almacenamiento en su estado actual, dentro de la estación de bombeo J-25. Ubicado en el campo de producción del municipio de Tibú.
- Se estableció los modos de falla que aplican de manera específica a cada uno de los elementos que componen la línea según las condiciones de operación y factores externos que presenta la tubería en la estación J-25.
- Se cumplió con la elaboración del plan de inspección mediante la aplicación de ensayos no destructivos, para el mantenimiento predictivo, a partir de la información recogida en campo, para cada componente de la línea. Determinando un intervalo de 3 años para la aplicación de una próxima inspección, estableciendo así una trazabilidad en las condiciones de la misma. De los anterior, los datos de la medición de espesores por ultrasonido, no revela pérdidas de material por corrosión interna que requieren del reemplazo de tramos de tubería para asegurar la integridad de la línea.
- Finalmente, se procesó la data recogida y emitieron los resultados, determinando que la tubería de transporte del hidrocarburo de tratadores térmicos a tanques de almacenamiento, falla en una gran medida porcentual por desgaste de material, producido por agentes corrosivos y erosivos presentes en la estación. Con base en este criterio y en las normas (ASME B31.3-2016) se especificó que su condición máxima admisible de operación es de 978,63 psi y que la vida residual de la tubería es de 6,27años.

## Recomendaciones

De ser posible, con el objetivo de reducir las probabilidades de falla y, por ende, pérdidas de producción por paradas no programadas de la estación de bombeo de Hidrocarburo J-25, es favorable la implementación de un plan de mantenimiento predictivo mediante la aplicación de ensayos no destructivos específica para cada una de las tuberías de proceso de transporte de la estación.

En general, recomendaría establecer una base de datos específica para la búsqueda de información sobre la implementación de planes de mantenimiento y ensayos no destructivos aplicados, para tener un espacio dedicado a este tipo de seguimiento y enfocado en aportar mayor información y en la generación de ideas para la aplicación de dichas técnicas, así como para la innovación de otro tipo de técnica adicionales a las que se conocen hasta el día de hoy.

Externamente, se apreciaron daños mecánicos en la superficie de la línea como abolladuras, o entallas, entre otras que afecten la integridad de la línea. Por tanto, requieren restauración de dichos tramos.

La mayor parte de la línea se encuentra sobre soportes subestándar y soportes tubulares en regulares condiciones, por lo anterior es necesaria el mantenimiento y la instalación de soportería elimine en el mayor porcentaje posible el contacto con el suelo de la tubería.

## Referencias Bibliográficas

- Ruiz, A. (2012). *Modelo para la implementación de mantenimiento predictivo en las facilidades de producción*, Bucaramanga, Colombia, 130.
- American Petroleum Institute (2016). *RP 574 Inspection Practices for Piping System Components*. Fourth edition. Washington, EEUU.
- American Petroleum Institute. (2016). *570 Piping inspection code: In-service Inspection, Rating, Repair, and alteration of piping systems*. Fourth edition. Washington, EEUU.
- American Society Of Mechanical Engineers. (2016). *B31.3-2016 Code for Pressure Piping*. New York, EEUU.
- American Society Of Mechanical Engineers. (2015). *B16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings*. New York, EEUU.
- American Society Of Mechanical Engineers. (2017). *Boiler and Pressure Vessel Code Section V Nondestructive Examination*. New York, EEUU.
- Sánchez, A. (2017). *Técnicas de mantenimiento predictivo. metodología de aplicación en las organizaciones*, Bogotá, Colombia, 72.
- Enciclopedia de Clasificaciones. (2016). Tipos de mantenimiento. Recuperado de: <http://www.tiposde.org/general/127-tipos-de-mantenimiento/>
- Puentes, F. (2011). *Diseño de programa de mantenimiento mediante inspección NDT para red de tuberías principales de agua, vapor aire y procesos de la empresa CARVAJAL PULPA Y PAPEL, planta 1*, Santiago de Cali, Colombia, 100.

Santa, J. (2018). *Optimización del sistema de gestión de mantenimiento preventivo – predictivo de activos del proceso de Pasteurización de leche de empresa Láctea*, Medellín, Colombia, 117.

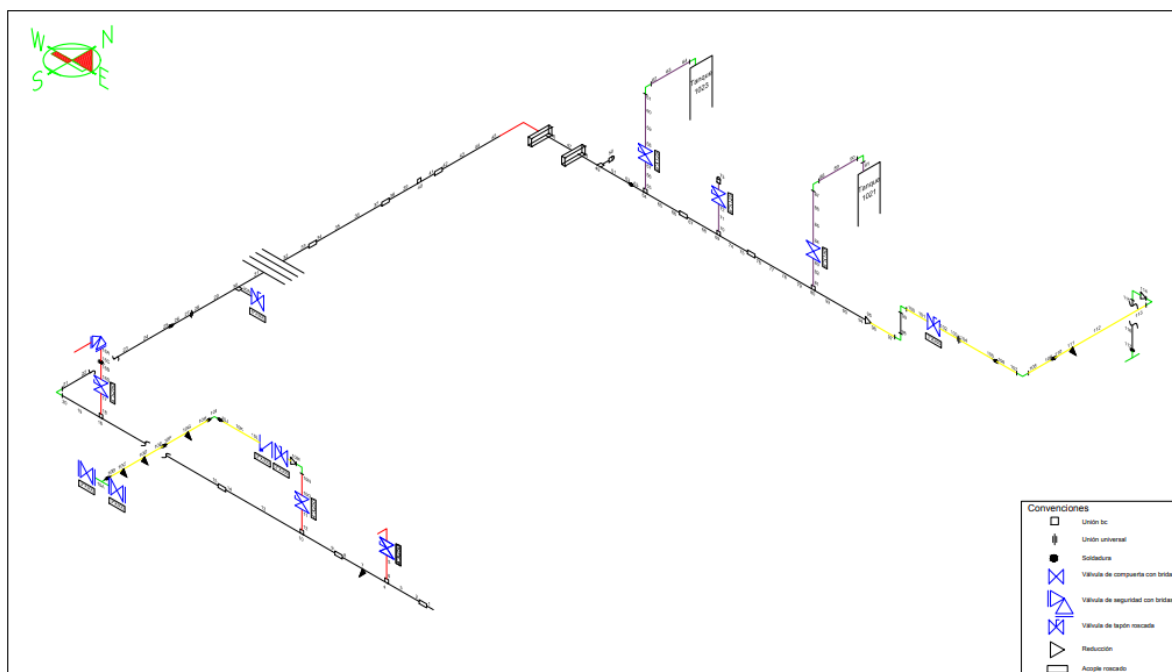
Leal, S. & Zambrano, S. (2011). *Manual práctico de gestión de mantenimiento*. San Cristóbal, Venezuela.

Herrera, O. (2011). *Diseño De Plan De Mantenimiento Predictivo En Los Equipos Rotativos Y Eléctricos De Las Plantas De Dow Química Y Américas Styrenics En Cartagena*, Cartagena de Indias, Colombia, 77.

## Anexos

### Anexo 1. Esquema Línea Salida de crudo de Tratadores Térmicos Generales a

### Tanques



### Anexo 2. Panorámica del recorrido de la tubería desde tratadores térmicos a tanques



### Anexo 3. Panorámica de tramo final de inspección



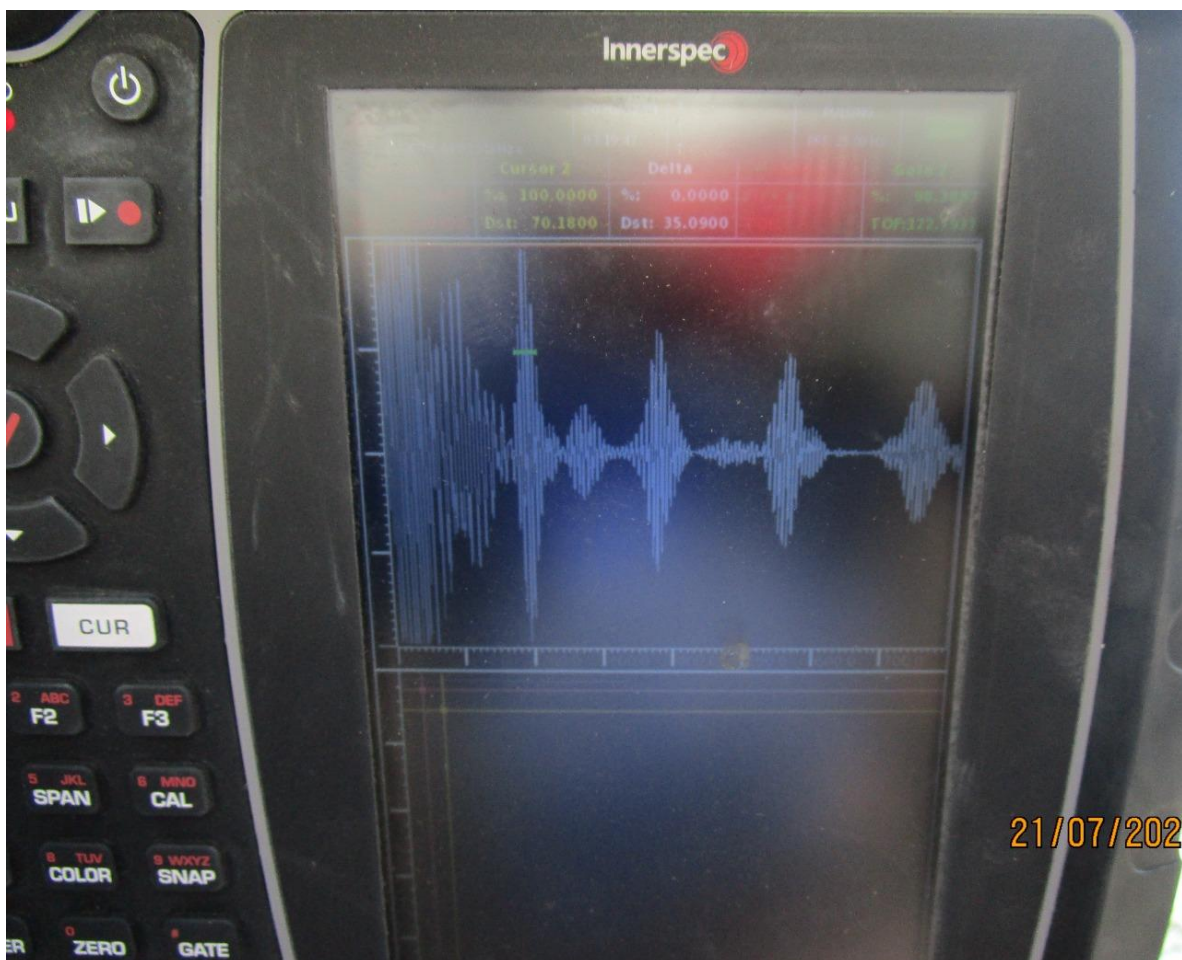
### Anexo 4. Aplicación de ensayo de espesores por ultrasonido Scan A



**Anexo 5. Ensayo con EMAT desde Cml 10a al 10L**



**Anexo 6. Visualización del screen arrojado por el equipo Innerspec durante la aplicación de ondas guiadas**



## Anexo 7. Tabla de tamaños nominales de tubería, programas, clases de peso y dimensiones de tubería de acero ferrítico

Table 1—Nominal Pipe Sizes, Schedules, Weight Classes, and Dimensions of Ferritic Steel Pipe

Pipe Size		Actual OD in.	Actual OD mm	Schedule	Weight Class	Approximate ID in.	Approximate ID mm	Nominal Thickness in.	Nominal Thickness mm
NPS	DN								
1/8	6	0.405	10.3	40	STD	0.269	6.84	0.068	1.73
				80	XS	0.215	5.48	0.095	2.41
1/4	8	0.540	13.7	40	STD	0.364	9.22	0.088	2.24
				80	XS	0.302	7.66	0.119	3.02
3/8	10	0.675	17.1	40	STD	0.493	12.48	0.091	2.31
				80	XS	0.423	10.7	0.126	3.20
1/2	15	0.840	21.3	40	STD	0.622	15.76	0.109	2.77
				80	XS	0.546	13.84	0.147	3.73
				160		0.464	11.74	0.188	4.78
				—	XXS	0.252	6.36	0.294	7.47
3/4	20	1.050	26.7	40	STD	0.824	20.96	0.113	2.87
				80	XS	0.742	18.88	0.154	3.91
				160		0.612	15.58	0.219	5.56
				—	XXS	0.434	11.06	0.308	7.82
1	25	1.315	33.4	40	STD	1.049	26.64	0.133	3.38
				80	XS	0.957	24.3	0.179	4.55
				160		0.815	20.7	0.250	6.35
				—	XXS	0.599	15.22	0.358	9.09
1 1/4	32	1.660	42.2	40	STD	1.380	35.08	0.140	3.56
				80	XS	1.278	32.5	0.191	4.85
				160		1.160	29.5	0.250	6.35
				—	XXS	0.896	22.8	0.382	9.70
1 1/2	40	1.900	48.3	40	STD	1.610	40.94	0.145	3.68
				80	XS	1.500	38.14	0.200	5.08
				160		1.338	34.02	0.281	7.14
				—	XXS	1.100	28	0.400	10.15
2	50	2.375	60.3	40	STD	2.067	52.48	0.154	3.91
				80	XS	1.939	49.22	0.218	5.54
				160		1.687	42.82	0.344	8.74
				—	XXS	1.503	38.16	0.436	11.07
2 1/2	65	2.875	73.0	40	STD	2.469	62.68	0.203	5.16
				80	XS	2.323	58.98	0.276	7.01
				160		2.125	53.94	0.375	9.53
				—	XXS	1.771	44.96	0.552	14.02
3	80	3.500	88.9	40	STD	3.068	77.92	0.216	5.49
				80	XS	2.900	73.66	0.300	7.62
				160		2.624	66.64	0.438	11.13
				—	XXS	2.300	58.42	0.600	15.24
3 1/2	90	4.000	101.6	40	STD	3.548	90.12	0.226	5.74
				80	XS	3.364	85.44	0.318	8.08

Fuente: (API 574 edición 2016.)

**Anexo 8. Tabla de tamaños nominales de tubería, programas, clases de peso y dimensiones de tubería de acero ferrítico parte 2**

**Table 1—Nominal Pipe Sizes, Schedules, Weight Classes, and Dimensions of Ferritic Steel Pipe (Continued)**

Pipe Size		Actual OD in.	Actual OD mm	Schedule	Weight Class	Approximate ID in.	Approximate ID mm	Nominal Thickness in.	Nominal Thickness mm
NPS	DN								
4	100	4.500	114.3	40	STD	4.026	102.26	0.237	6.02
				80	XS	3.826	97.18	0.337	8.56
				120		3.624	92.04	0.438	11.13
				160		3.438	87.32	0.531	13.49
				—	XXS	3.152	80.06	0.674	17.12
5	125	5.563	141.3	40	STD	5.047	128.2	0.258	6.55
				80	XS	4.813	122.24	0.375	9.53
				120		4.563	115.9	0.500	12.70
				160		4.313	109.54	0.625	15.88
				—	XXS	4.063	103.2	0.750	19.05
6	150	6.625	168.3	40	STD	6.065	154.08	0.280	7.11
				80	XS	5.761	146.36	0.432	10.97
				120		5.501	139.76	0.562	14.27
				160		5.187	131.78	0.719	18.26
				—	XXS	4.897	124.4	0.864	21.95
8	200	8.625	219.1	20		8.125	206.4	0.250	6.35
				30		8.071	205.02	0.277	7.04
				40	STD	7.981	202.74	0.322	8.18
				60		7.813	198.48	0.406	10.31
				80	XS	7.625	193.7	0.500	12.70
				100		7.437	188.92	0.594	15.09
				120		7.187	182.58	0.719	18.26
				140		7.001	177.86	0.812	20.62
				—	XXS	6.875	174.64	0.875	22.23
				160		6.813	173.08	0.906	23.01
10	250	10.75	273.0	20		10.250	260.3	0.250	6.35
				30		10.136	257.4	0.307	7.80
				40	STD	10.020	254.46	0.365	9.27
				60	XS	9.750	247.6	0.500	12.70
				80		9.562	242.82	0.594	15.09
				100		9.312	236.48	0.719	18.26
				120		9.062	230.12	0.844	21.44
				140		8.750	222.2	1.000	25.40
				160		8.500	215.84	1.125	28.58

Fuente: (API 574 edición 2016.)

**Anexo 9. Tabla de tamaños nominales de tubería, programas, clases de peso y dimensiones de tubería de acero ferrítico parte 3**

**Table 1—Nominal Pipe Sizes, Schedules, Weight Classes, and Dimensions of Ferritic Steel Pipe (Continued)**

Pipe Size		Actual OD in.	Actual OD mm	Schedule	Weight Class	Approximate ID in.	Approximate ID mm	Nominal Thickness in.	Nominal Thickness mm
NPS	DN								
12	300	12.750	323.8	20	STD	12.250	311.1	0.250	6.35
				30		12.090	307.04	0.330	8.38
				—		12.000	304.74	0.375	9.53
				40		11.938	303.18	0.406	10.31
				—	XS	11.750	298.4	0.500	12.70
				60		11.626	295.26	0.562	14.27
				80		11.374	288.84	0.688	17.48
				100		11.062	280.92	0.844	21.44
				120		10.750	273	1.000	25.40
				140		10.500	266.64	1.125	28.58
160	10.126	257.16	1.312	33.32					
14	350	14.000	355.6	10	STD	13.500	342.9	0.250	6.35
				20		13.376	339.76	0.312	7.92
				30		13.250	336.54	0.375	9.53
				40		13.124	333.34	0.438	11.13
				—	XS	13.000	330.2	0.500	12.70
				60		12.812	325.42	0.594	15.09
				80		12.500	317.5	0.750	19.05
				100		12.124	307.94	0.938	23.83
				120		11.812	300.02	1.094	27.79
				140		11.500	292.088	1.125	31.756
160	11.188	284.18	1.406	35.71					
16	400	16.000	406.4	10	STD	15.500	393.7	0.250	6.35
				20		15.376	390.56	0.312	7.92
				30		15.250	387.34	0.375	9.53
				40		15.000	381	0.500	12.70
				60	XS	14.688	373.08	0.656	16.66
				80		14.312	363.52	0.844	21.44
				100		13.938	354.02	1.0311	26.19
				120		13.562	344.48	1.219	30.96
				140		13.124	333.34	1.438	36.53
				160		12.812	325.42	1.594	40.49
18	450	18.000	457	10	STD	17.500	444.3	0.250	6.35
				20		17.376	441.16	0.312	7.92
				—		17.250	437.94	0.375	9.53
				30		17.124	434.74	0.438	11.13
				—	XS	17.000	431.6	0.500	12.70
				40		16.876	428.46	0.562	14.27
				60		16.500	418.9	0.750	19.05
				80		16.124	409.34	0.938	23.83
				100		15.688	398.28	1.156	29.36
				120		15.250	387.14	1.375	34.93
140	14.876	377.66	1.562	39.67					
160	14.438	366.52	1.781	45.24					

Fuente: (API 574 edición 2016.)

**Anexo 10. Tabla de tamaños nominales de tubería, programas, clases de peso y dimensiones de tubería de acero ferrítico parte 4**

**Table 1—Nominal Pipe Sizes, Schedules, Weight Classes, and Dimensions of Ferritic Steel Pipe (Continued)**

Pipe Size		Actual OD in.	Actual OD mm	Schedule	Weight Class	Approximate ID in.	Approximate ID mm	Nominal Thickness in.	Nominal Thickness mm
NPS	DN								
20	500	20.000	508	10		19.500	495.3	0.250	6.35
				20	STD	19.250	488.94	0.375	9.53
				30	XS	19.000	482.6	0.500	12.70
				40		18.812	477.82	0.594	15.09
				60		18.376	466.76	0.812	20.62
				80		17.938	455.62	1.031	26.19
				100		17.438	442.92	1.281	32.54
				120		17.000	431.8	1.500	38.10
				140		16.500	419.1	1.750	44.45
			160		16.062	407.98	1.969	50.01	
22	550	22.000	559	10		21.500	546.3	0.250	6.35
				20	STD	21.250	539.94	0.375	9.53
				30	XS	21.000	533.6	0.500	12.70
				60		20.250	514.54	0.875	22.23
				80		19.750	501.84	1.125	28.58
				100		19.250	489.14	1.375	34.93
				120		18.750	476.44	1.625	41.28
				140		18.250	463.74	1.875	47.63
							160		17.750
24	600	24.000	610	10		23.500	597.3	0.250	6.35
				20	STD	23.250	590.94	0.375	9.53
				—	XS	23.000	584.6	0.500	12.70
				30		22.876	581.46	0.562	14.27
				40		22.624	575.04	0.688	17.48
				60		22.062	560.78	0.969	24.61
				80		21.562	548.08	1.219	30.96
				100		20.938	532.22	1.531	38.89
				120		20.376	517.96	1.812	46.02
				140		19.876	505.26	2.062	52.37
							160		19.312

Fuente: (API 574 edición 2016.)

## Anexo 11. Tabla de esfuerzos permitidos básicos en tensión para metales

**Tabla A-1 Esfuerzos permitidos básicos en tensión para metales<sup>1</sup> (cont.)**  
 Los números en paréntesis se refieren a las notas para las Tablas del apéndice A; las especificaciones son ASTM a menos que se especifique de otra forma.

Material	No. de espec.	N.º P o N.º S (5)	Grado	No. UNS	Notas	Temp. mín. °F (6)	Mín. esfuerzo especificado, ksi		Temp. mín. a 100	200	300
							Tensión	Elasticidad			
<b>Acero carbón tuberías y tubos (2)</b>											
A 285 Gr. A	A 134	1	...	...	(8b)(57)	B	45	24	15,0	14,7	14,2
A 285 Gr. A	A 672	1	A45	K01700	(57)(59)(67)	B	45	24	15,0	14,7	14,2
Soldadura a tope Smls y ERW	API 5L	S-1	A25	...	(8a)	-20	45	25	15,0	15,0	14,7
	API 5L	S-1	A25	...	(57)(59)	B	45	25	15,0	15,0	14,7
...	A 179	1	...	K01200	(57)(59)	-20	47	26	15,7	15,7	15,3
Tipo F	A53	1	A	K02504	(8a)(77)	20	48	30	16,0	16,0	16,0
...	A 139	S-1	A	...	(8b)(77)	A	48	30	16,0	16,0	16,0
...	A 587	1	...	K11500	(57)(59)	-20	48	30	16,0	16,0	16,0
...	A53	1	A	K02504	(57)(59)	B	48	30	16,0	16,0	16,0
...	A 106	1	A	K02501	(57)	B	48	30	16,0	16,0	16,0
...	A 135	1	A	...	(57)(59)	B	48	30	16,0	16,0	16,0
...	A 369	1	FPA	K02501	(57)	B	48	30	16,0	16,0	16,0
...	API 5L	S-1	A	...	(57)(59)(77)	B	48	30	16,0	16,0	16,0
A 285 Gr. B	A 134	1	...	...	(8b)(57)	B	50	27	16,7	16,5	15,9
A 285 Gr. B	A 672	1	A50	K02200	(57)(59)(67)	B	50	27	16,7	16,5	15,9
A 285 Gr. C	A 134	1	...	...	(8b)(57)	A	55	30	18,3	18,3	17,7
...	A 524	1	II	K02104	(57)	-20	55	30	18,3	18,3	17,7
...	A 333	1	1	K03008	(57)(59)	-50	55	30	18,3	18,3	17,7
...	A 334	1	1	K03008	(57)(59)	-50	55	30	18,3	18,3	17,7
A 285 Gr. C	A 671	1	CA55	K02801	(59)(67)	A	55	30	18,3	18,3	17,7
A 285 Gr. C	A 672	1	A55	K02801	(57)(59)(67)	A	55	30	18,3	18,3	17,7
A 516 Gr. 55	A 672	1	C55	K01800	(57)(67)	C	55	30	18,3	18,3	17,7
A 516 Gr. 60	A 671	1	CC60	K02100	(57)(67)	C	60	32	20,0	19,5	18,9
A 515 Gr. 60	A 671	1	CB60	K02401	(57)(67)	B	60	32	20,0	19,5	18,9
A 515 Gr. 60	A 672	1	B60	K02401	(57)(67)	B	60	32	20,0	19,5	18,9
A 516 Gr. 60	A 672	1	C60	K02100	(57)(67)	C	60	32	20,0	19,5	18,9
...	A 139	S-1	B	K03003	(8b)	A	60	35	20,0	20,0	20,0
...	A 135	1	B	K03018	(57)(59)	B	60	35	20,0	20,0	20,0
...	A 524	1	I	K02104	(57)	-20	60	35	20,0	20,0	20,0
...	A53	1	B	K03005	(57)(59)	B	60	35	20,0	20,0	20,0
...	A 106	1	B	K03006	(57)	B	60	35	20,0	20,0	20,0
...	A 333	1	6	K03006	(57)	-50	60	35	20,0	20,0	20,0
...	A 334	1	6	K03006	(57)	-50	60	35	20,0	20,0	20,0
...	A 369	1	FPB	K03006	(57)	-20	60	35	20,0	20,0	20,0
...	A 381	S-1	Y35	...	...	A	60	35	20,0	20,0	20,0
...	API 5L	S-1	B	...	(57)(59)(77)	B	60	35	20,0	20,0	20,0

Fuente: (ASME B31.3-Edición 2010)

**Anexo 12. Criticidad según porcentaje de pérdida o desgaste de material**

0% -20%	La condición de la tubería es apta para operar
21%-30%	Empiezan a presentarse indicaciones de desgaste de material, se recomienda hacer inspección visual en 1 año
31%-40%	el porcentaje de pérdida de material ya es considerable, se requiere tomar medidas correctivas
41% o mas	Se requiere cambio del tramo de tubería o accesorio.