

**ESTUDIO DE INTEGRIDAD MECÁNICA DE LINEA DE TRANSPORTE DE GAS
MEDIANTE CÓDIGO API 570.**

JAIRO RAFAEL SEBÁ CUENTAS



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
ESPECIALIZACIÓN DE INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y DUCTOS
BUCARAMANGA
2017**

**ESTUDIO DE INTEGRIDAD MECÁNICA DE LINEA DE TRANSPORTE DE GAS
MEDIANTE CÓDIGO API 570.**

JAIRO RAFAEL SEBÁ CUENTAS

**Monografía de grado presentada como requisito para optar al título de
ESPECIALISTA EN INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y DUCTOS**

DIRECTOR:

IVAN URIBE PEREZ

Ms. En ciencia Aplicadas



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
ESPECIALIZACIÓN DE INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y DUCTOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios, por todas las bendiciones
A mis dos amores, Luz Dary y Mariana
que son el motivo de seguir siempre hacia adelante

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. ALCANCE	13
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
3. JUSTIFICACIÓN	15
4. OBJETIVOS	16
4.1 OBJETIVO GENERAL	16
4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
5. MARCO TEÓRICO	17
5.1 MARCO TEÓRICO	17
5.2 RP API 571	23
5.2.1 RP API 571” Mecanismos de Daño que Afectan a Equipos Fijos en la Industria de la Refinación”.	23
5.3 API RP 574	24
5.3.1 RP API 574”	25
5.4 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	25
5.4.1 Inspección visual (IV).	25
5.4.2 Radiografía industrial (RT).	25
5.4.3 Ultrasonido industrial (UT).	28
6. METODOLOGÍA APLICADA:	30
6.1 ETAPA 1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	30
6.1.1 Consulta Bibliográfica	30
6.1.2 Revisión de los documentos de diseño y operación de la línea de gas	31
6.1.3 Identificación de los mecanismos de daño	31
6.1.4 Diseño de la metodología de inspección	32
6.1.5 Determinación de los procedimientos de inspección	33
6.1.6 Determinación de los criterios de aceptación y rechazo	33

6.2 ETAPA 2: ELECCIÓN DE ENSAYOS A REALIZAR Y CML'S A INSPECCIONAR	34
6.2.1 Etapa N° 2: programa de inspección	34
6.3 ETAPA 3: ADQUISICIÓN Y PREPARACIÓN DE MATERIALES, CALIBRACIÓN Y ADECUACIÓN DE EQUIPOS	36
6.4 ETAPA 4: REALIZACIÓN DE PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS Y ADQUISICIÓN DE DATOS	37
6.5 ETAPA 5: CARACTERIZACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS POR ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS EN LA INSPECCIÓN	37
6.6 ETAPA 6: ANÁLISIS DE RESULTADOS, OBSERVACIONES, CONCLUSIONES Y ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL	39
7. CONCLUSIONES	52
8. RECOMENDACIONES	53
BIBLIOGRAFÍA	54

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Metodología Aplicada	30

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Información de la tubería (Datos Suministrados por el Dueño de la Tubería)	31
Tabla 2. Cantidades de END a realizar en la Inspección	34
Tabla 3. Intervalos de inspección máximos recomendados	38
Tabla 4. Resultado Global de la inspección	39
Tabla 5. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #1	40
Tabla 6. Informe Radiográfico 1-Tramo # 1	41
Tabla 7. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #2	42
Tabla 8. Informe Radiográfico 2-Tramo #2	43
Tabla 9. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #3	44
Tabla 10. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #4	45
Tabla 11. Informe radiográfico 3 tramo # 4	46
Tabla 12. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #5	47
Tabla 13. Informe Radiográfico 4-Tramo # 5	48
Tabla 14. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #6	49
Tabla 15. Informe Radiográfico 5-Tramo #6	50
Tabla 16. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #7	51

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE INTEGRIDAD MECANICA DE LINEA DE TRANSPORTE DE GAS MEDIANTE CODIGO API 570.*

AUTOR: JAIRO RAFEL SEBÁ CUENTAS **

PALABRAS CLAVE: Integridad Mecánica, API STD 570, inspección, reparación y mantenimiento de tubería, Gas natural, ensayos no destructivos, Velocidad de Corrosión, Vida remanente.

DESCRIPCIÓN

Esta monografía está enfocada a realizar la inspección de un tramo de tubería de transporte de gas en servicio, perteneciente al área de producción en la industria petrolera, a la cual nunca se le había realizado inspección, pero se puede aplicar a todas las tuberías de proceso de hidrocarburos y productos químicos presentados en el código API STD 570, incluyendo Sistemas de tubería de Hidrógeno, gasolina, diésel, gas fuel.

El planteamiento se basa en aplicar una metodología organizada por inspectores autorizados y certificados API 570, brindando una opción de métodos para hallar la velocidad de corrosión y la vida remanente de la tubería de gas. Con información recolectada en el transcurso de las inspecciones en campo, los lineamientos para definir las inspecciones necesarias requeridas por el estándar API 570 y un procedimiento de indagaciones e inspecciones que permita facilitar la implementación en las diferentes etapas de ejecución.

Se describen técnicas de ensayos no destructivos, tales como inspección visual, medición de espesores por ultrasonido tipo Scan A y radiografía; que brindan información necesaria para hacer una serie de cálculos y toma de decisiones establecidos por API STD 570, para el cálculo de la velocidad de corrosión, la vida remanente y la presión máxima de operación de la línea de gas, que hace parte del sistema de tubería de gas de un complejo industrial transportando gas, que puede ser utilizado como combustible o materia prima. Como combustible se emplea en varios tipos de equipos, por ejemplo: hornos, secadores y calderas

* Proyecto de Grado

** Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela De Ingeniería Metalúrgica Y Ciencia De Materiales. Director:

ABSTRACT

TITLE: MECHANICAL INTEGRITY STUDY OF A TRANSPORTATION GAS LINE THROUGH CODE API 570.*

AUTHOR: SEBÁ CUENTAS, Jairo Rafael**

KEY WORDS: Mechanical Integrity, API STD 570, Inspection, Repair and Maintenance of Piping, Natural Gas, Non-Destructive Testing, Corrosion Speed, Remaining Life.

DESCRIPTION:

This monograph is focused on the inspection of a section of gas pipeline in service, belonging to the production area in the oil industry, which has never been inspected, but also can be applied to all process pipelines of hydrocarbons and chemicals presented in API code STD 570, including Hydrogen, gasoline, diesel and gas fuel pipeline systems.

The approach is based on the application of a methodology organized by authorized and certified API 570 inspectors, offering an option of methods to find the corrosion rate and the remaining life of the gas pipe. With information gathered during the field inspections, the guidelines for defining the necessary inspections required by the API 570 standard and a procedure of inquiries and inspections that will facilitate the implementation in the different stages of execution.

Non-destructive testing techniques are described, such as visual inspection, thickness measurement by ultrasound Scan A type and X-ray; Which provide the necessary information to make a sequence of calculations and making decisions established by API STD 570, for the calculation of the corrosion rate, the remaining life and the maximum of operating pressure of the gas line, which is part of the system of Gas pipeline of an industrial complex transporting gas, which can be used as fuel or feedstock. As fuel it is used in various types of equipment, for example: ovens, dryers and boilers.

* Degree Project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School Of Metallurgical Engineering And Materials Science. Director:

INTRODUCCIÓN

La inspección integral preventiva de los sistemas que integran complejos industriales de refinación de petróleos han tomado gran importancia en la última década, debido a la reducción costos, que se reducen al evitar y prevenir paradas de plantas, fugas, daño ecológicos e incluso catástrofes. Conllevando de manera programada y sistematizada el mantenimiento he intervención de los equipos y tuberías que conforman la industria de refinación de petróleo. Para ello el instituto Americano de Petróleos (API) recomienda prácticas de mantenimiento, reparación y alteración basadas en normas de construcción y en experiencias asociadas a la industria petrolera, para equipos a presión, tuberías entre otros equipos asociados a la refinación de petróleo.

La siguiente Monografía evalúa la integridad mecánica de una tubería de producción de gas utilizada en refinerías de petróleo. Bajo el estándar API 570 el cual es utilizado para inspección en servicio, clasificación, reparación y alteración de sistemas de tuberías.

1. ALCANCE

Esta monografía aplica para líneas servicio de gas en funcionamiento con periodos de usos prolongados o cortos. Propone un programa de integridad para incrementar la vida útil de la línea. Para identificar, mitigar, prever daños, afectaciones en la integridad y vida útil de la línea.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Con el envejecimiento de las líneas de producción de hidrocarburos, los defectos causados por la corrosión se hacen más frecuentes y son una preocupación constante para los operadores que necesitan establecer las condiciones de funcionamiento con el fin de prevenir que, ductos corroídos sufran rupturas y posibles derrames o fugas, que puedan causar daños al medio ambiente y la integridad física de las personas. Las líneas de transporte se someten periódicamente a un proceso de inspección. Posterior a la inspección, los trechos a los cuales se les detectó daños por corrosión tienen que pasar por una evaluación de la resistencia estructural. Con base en los resultados de esta evaluación se toma la decisión de llevar a cabo las reparaciones inmediatamente o mantener el ducto en operación durante algún tiempo hasta una nueva inspección. Esta decisión es de fundamental importancia para los operadores, ya que implica costos financieros y operacionales.

En general, las inspecciones con equipos especiales que detectan una gran cantidad de defectos de corrosión o discontinuidades de procesos de fabricación, necesitan de métodos confiables para hacer una evaluación de integridad.

Por lo tanto, es justificable dirigir los esfuerzos a estudiar y evaluar la integridad de ductos en servicio con presencia de daños de corrosión, defectos de fabricación o aquellos producidos por el proceso normal de envejecimiento para dilucidar los posibles mecanismos de deterioro, así como la metodología aplicable para su evaluación.

3. JUSTIFICACIÓN

Este proyecto involucrara todos los resultados de la inspección realizada en una línea de gas, apoyado en una serie de actividades que sustentan el proceso en el cual se determina si la línea está apta o no apta para operar con restricciones de presión y se entregaran las recomendaciones acorde a los hallazgos encontrados por cada uno de los ensayos no destructivos que se aplicaron en este proyecto, con el objetivo de determinar y encontrar discontinuidades, defectos de soldaduras, daños mecánicos u otros problemas que puedan afectar la integridad del equipo y su correcto funcionamiento del complejo industrial, controlando, aumentando la vida útil de la línea, disminuyendo costos en imprevistos y cambios permanentes en tramos de tubería.

4. OBJETIVOS

4.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar análisis de integridad mecánica en línea de gas mediante código API 570.

4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Identificar los diferentes mecanismos de daños presentes en las líneas de transporte de gas

Calcular el tiempo de vida remanente de la línea de transporte de gas

Proponer métodos para la mitigación de los diferentes mecanismos de daños encontrados en la línea de gas inspeccionada.

5. MARCO TEÓRICO

5.1 MARCO TEÓRICO

GAS NATURAL

En el sector industrial y petroquímico puede ser utilizado como combustible o materia prima. Como combustible se emplea en varios tipos de equipos, por ejemplo: hornos, secadores y calderas. En las industrias de cerámicas, cemento, metales, y otras donde se requieren hornos, el aprovechamiento energético y el ahorro en el consumo son notorios cuando se utiliza gas natural.

Como materia prima se utiliza en las industrias que requieren metano (principal componente del gas natural) en sus procesos. Algunos de los subproductos del metano son: Monóxido de carbono, Hidrógeno, Metanol, Ácido acético, Anhídrido acético, entre otros.¹

STANDARD API 570²

Este código cubre la inspección, clasificación, reparación, procedimientos de alteración de sistemas de tubería metálica y sistemas de tuberías fibra de vidrio-plástico reforzado (FRP); y sus dispositivos de alivio de presión asociados a la tubería. En servicio

¹ ECOPEPETROL. (s.f.). <http://www.ecopetrol.com.co>. Obtenido de www.ecopetrol.com.co: (Página WEB: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gasnatural/Informaci%C3%B3n%20General/usos-del-gas-natural>)

²[1] API 570, FOURTH EDITION, (2016) Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. *American Petroleum Institute*.

Se aplica a todas las tuberías de proceso de hidrocarburos y productos químicos presentados en el código incluyendo Sistemas de tubería de Hidrógeno, gas Natural, gasolina, diésel, gas fuel.

Esta publicación no cubre la inspección de equipos especiales incluyendo los instrumentos, tubos de intercambiador y válvulas de control. Sin embargo, este Código de tuberías podría ser utilizado por el propietario / usuarios en otras industrias y otros servicios a su discreción.

Los sistemas de tuberías de procesos que han sido retirados del servicio y abandonados en el lugar ya no están cubiertas por este código. Sin embargo, tuberías abandonadas todavía pueden necesitar una cierta cantidad de inspección y/o inspección para la mitigación de riesgo, asegurar que no se convierta en un peligro para la seguridad del proceso debido al deterioro que puede continuar ocurriendo.

Puede ser utilizado también en sistemas de tuberías que se encuentran temporalmente fuera de servicio, pero se han suspendido su actividad (conservadas para un posible uso futuro) son cubiertas por el presente código.

PRACTICA DE INSPECCIÓN³

API STD 570 entrega los criterios necesarios para realizar la inspección de una tubería transporte de gas, y dentro de ellos enfatiza la necesidad de mantener la seguridad en cada uno de los procesos, recomienda tener en cuenta los parámetros establecidos por la oficina de Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) en lo relacionado a espacios confinados y las demás normas de seguridad de OSHA que pueden estar relacionadas con el servicio de inspección en recipientes a presión. El modo de deterioro y

³[1] API 570, FOURTH EDITION, (2016) Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. *American Petroleum Institute*.

falla, en los recipientes a presión está condicionado por la presencia de contaminantes provenientes de los fluidos que almacena, tales como azufre, cloro, sulfuro de hidrógeno, hidrógeno, carbono, cianuros, ácidos, agua, u otras especies corrosivas que pueden reaccionar con metales y causar fenómenos corrosivos, también las variaciones de presión de manera significativa en algunas partes del sistema de tuberías son comunes y especialmente en los puntos de concentración de esfuerzos, si las presiones son altas y las reversiones son frecuentes, las fallas de los componentes pueden producirse debido a la fatiga, sin embargo también pueden ocurrir por cambios cíclicos de temperatura, además los lugares en donde los metales están soldados con diferentes coeficientes térmicos de expansión pueden ser susceptibles a la fatiga térmica, entre otros. Para la determinación de la velocidad de corrosión uno de los siguientes métodos será empleado:

a. La velocidad de corrosión puede calcularse a partir de datos obtenidos por el propietario o el usuario en recipientes a presión que tengan igual o similar servicio.

b. La velocidad de corrosión puede ser calculada mediante la experiencia del dueño o el usuario, y también por la recolección de datos publicados sobre recipientes en condiciones de servicio similares.

c. En el caso que la velocidad de corrosión no pueda ser calculada mediante los ítems anteriores, se procederá y se harán determinaciones “on stream” (en funcionamiento) después de aproximadamente 1000 horas de servicio, mediante el uso de equipos diseñados para el monitoreo de corrosión o el uso de mediciones no destructivas del espesor actual del recipiente o sistema.

Para una detallada inspección del equipo, la técnica de inspección visual es el método más importante y más universalmente aceptado de inspección, también existen otros métodos que pueden utilizarse como complemento de la inspección

visual, el examen de líquidos penetrantes, el examen radiográfico, la medición de espesores por ultrasonido, entre otros y según sea el caso. Una vez establecidas las técnicas no destructivas se proyecta la inspección de las partes que hacen parte del sistema de tubería para detectar posibles grietas, incrustaciones, protuberancias y otras señales de deterioro en las superficies. Es necesario realizar la inspección de las juntas soldadas y de las zonas afectadas térmicamente adyacentes, en donde se producen grietas y otras indicaciones por el servicio y así mismo se debe inspeccionar: todas las tuberías menores asociadas, válvulas, cheques entre otros, para encontrar cualquier indicación que pueda afectar la aptitud al servicio de la tubería.

EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN Y DEL ESPESOR MÍNIMO ACTUAL⁴

Es claro que la corrosión puede causar una pérdida general localizada del espesor, con esta condición se hace necesario determinar el espesor mínimo actual del recipiente y la velocidad de corrosión presente. El código indica que para su evaluación se deberá escoger uno de estos posibles métodos:

- a. Cualquier técnica no destructiva disponible tal como inspección ultrasónica o radiográfica que no afecte la seguridad del recipiente, puede ser usada para asegurar las determinaciones de espesor mínimo.

- b. Si es posible a través de aberturas disponibles, se pueden realizar las mediciones.

- c. La profundidad de la corrosión puede ser determinada calibrando las superficies no afectadas por la corrosión dentro del recipiente, cuando las superficies estén junto al área corroída.

⁴[1] API 570, FOURTH EDITION, (2016) Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. *American Petroleum Institute*.

INSPECCIÓN DE SISTEMAS DE TUBERÍAS

Inspección ON STREAM (En Servicio): puede ser requerido por el plan de inspección. Todo sobre las inspecciones On-stream debe ser realizada por un inspector o examinador. Todos los trabajos de inspección en el flujo realizado por un examinador estarán autorizados y aprobados por el inspector. Cuando en funcionamiento se especifican las inspecciones de la barrera de presión, deberán ser diseñados para detectar los mecanismos de daño identificados en el plan de inspección.

La inspección puede incluir varias técnicas de END para comprobar si hay varios tipos de daños que pertenecen al circuito como se identifica durante la planificación de la inspección. Las técnicas utilizadas en las inspecciones en funcionamiento son elegidas por su capacidad de identificar los mecanismos de daño en particular desde el exterior y su capacidad para actuar en las condiciones en funcionamiento del sistema de tubería (por ejemplo, las temperaturas del metal). La inspección por mediciones de espesores externa y parámetros a tener en consideración se describe en el numeral 5.6.2 y 5.6.3 de la cuarta edición del Estándar API 570 (2016) donde aplicaría para este caso puede ser una parte de una inspección On -stream.

Inspección visual externa:⁵ se realiza para determinar la condición de la parte exterior de la tubería, sistema de aislamiento, la pintura y sistemas de revestimiento, y la integridad de los accesorios asociados, tales como válvulas de control de flujo, presión, entre otras y para verificar si hay signos de desalineación, vibración y fugas.

⁵[1] API 570, FOURTH EDITION, (2016) Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. *American Petroleum Institute*.

Cuando la acumulación de producto de la corrosión u otros desechos se observa en las áreas de contacto de apoyo de tubo, puede ser necesario levantar el tubo de tales soportes para la inspección minuciosa. Al levantar la tubería que se encuentra en funcionamiento, un cuidado especial debe ser ejercida y la consulta con un ingeniero puede ser necesario. En función del tipo de soporte / configuración, técnicas tales como las pruebas de onda guiada / o inspecciones EMAT, se puede utilizar para localizar áreas de interés para inspecciones de seguimiento utilizando técnicas cuantitativas más NDE. Los usuarios de las técnicas de detección deben ser conscientes de la posibilidad de que algunas de esas técnicas pueden perderse la corrosión localizada significativa. Inspecciones de tuberías externas pueden realizarse cuando el sistema de tuberías está en funcionamiento. Consulte la API 574 para obtener información relativa a la realización de inspecciones externas. Inspecciones de tuberías externas pueden incluir inspecciones por CUI.

Inspecciones externas comprenden:

- La revisión para la condición de la integridad mecánica de las tuberías y soportes.
- Las instancias de soportes agrietados o rotos, deberán ser reportados y corregidos, las zapatas de apoyo elementos desplazados del soporte y falta de rigidizadores u otras condiciones que atenten con la estabilidad de la tubería
- Revisión de plataformas y patios verificando que no se llena de agua que está causando la corrosión externa de la tubería.

El inspector debe examinar el sistema de tuberías para detectar la presencia de cualquier modificación de campo o reparaciones temporales no registradas previamente en los dibujos de tuberías y / o registros. El inspector también debe

estar alerta ante la presencia de cualquiera de los componentes que pueden ser inadecuados para el funcionamiento a largo plazo, tales como bridas indebido, reparaciones temporales (pinzas), modificaciones (mangueras flexibles), o válvulas de especificación incorrecta. Los componentes roscados y otras piezas de carrete embridado que se pueden sacar y volver fácilmente merecen especial atención debido a su mayor potencial para la instalación de materiales de construcción incorrectas.

CML'S⁶

Son las áreas específicas a lo largo del circuito de conducción, donde se llevan a cabo las inspecciones. La naturaleza de la CML varía en función de su ubicación en el sistema de tuberías. La asignación de CML tendrá en cuenta el potencial de los mecanismos de daño específicos del servicio, por ejemplo, la corrosión localizada, como se describe en API 574 y API 571. Ejemplos de diferentes condiciones que deben controlarse en el CML incluir espesor de pared, grietas por tensión, CUI y el ataque por hidrógeno a alta temperatura.

5.2 RP API 571⁷

5.2.1 RP API 571” Mecanismos de Daño que Afectan a Equipos Fijos en la Industria de la Refinación”. Es la norma recomendada que determina los mecanismos de daños que afectan los equipos de la industria petroquímica y de refinación en recipientes a presión, tuberías y tanques de almacenamiento. Las descripciones planteadas no tienen como propósito suministrar una guía definitiva para cada situación que se pueda encontrar, pero sirven como guías.

⁶ API 570, FOURTH EDITION, (2016) Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. *American Petroleum Institute*.

⁷ API, R. (2003). 571–Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. *American Petroleum Institute*.

El código entrega las funciones del ingeniero inspector en la identificación de los materiales y equipos afectados, los factores críticos, morfología y apariencia del daño, prevención y mitigación del mismo, de igual forma indica los diferentes daños y los cataloga por pérdida general o localizada de material debido a:

- Corrosión y/o Erosión
- Agrietamiento superficial y sub-superficial
- Micro-fisuras
- Formación de micro-huecos
- Cambios metalúrgicos.

Además, clasifica los mecanismos de daño de la siguiente manera:

- a) Daño Mecánico y Metalúrgico.
- b) Pérdida uniforme o localizada de espesor.
- c) Corrosión a alta temperatura.
- d) Agrietamiento debido al medioambiente

5.3 API RP 574⁸

⁸[3] API, RP. (2009). 574 “. *Inspection Practices for Piping System Components*”, American Petroleum Institute.

5.3.1 RP API 574” Practica recomendada para inspección de Sistemas Tubería”. Esta práctica recomendada (RP) complementa API 570, proporcionando inspectores de tuberías con la información que puede mejorar la capacidad y aumentar los conocimientos y prácticas básicas. Esta RP describe las prácticas de inspección para tuberías, tubos, válvulas (excepto las válvulas de control), y accesorios utilizados en las refinerías de petróleo y plantas químicas. Tuberías comunes, componentes, tipos de válvulas, métodos de unión de tuberías, los procesos de planificación de inspección, los intervalos de inspección y técnicas, y los tipos de registros se describen para ayudar al inspector en el cumplimiento de su función la implementación de API 570. Esta publicación no cubre la inspección de artículos de la especialidad, incluyendo válvulas de instrumentación y control.

5.4 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS⁹

Son Técnicas diseñadas para proporcionar el control de calidad de los materiales usados en ingeniería, procesos de manufactura, confiabilidad de productos en servicio y su mantenimiento. Para realizar este proyecto se usaron los siguientes ensayos no destructivos.

5.4.1 Inspección visual (IV). La inspección visual es el ensayo no destructivo más comúnmente utilizado en la industria. La técnica requiere que el operador mantenga su mirada en la superficie de la pieza que se inspecciona. La inspección visual es inherente en la mayoría de los otros métodos de ensayo e implica la observación visual de la superficie de un objeto de prueba para evaluar la presencia de discontinuidades en la superficie.

5.4.2 Radiografía industrial (RT). La inspección por RT se define como un procedimiento de inspección no destructivo de tipo físico, diseñado para detectar

⁹[5]Gimeno, J. M. F., & Martín, J. (1999). *Ensayos no destructivos para industria y construcción*. Universidad de Zaragoza.

discontinuidades macroscópicas y variaciones en la estructura interna o configuración física de un material. Al aplicar RT, 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. Dentro de los END, la Radiografía Industrial es uno de los métodos más antiguos y de mayor uso en la industria. Debido a esto, continuamente se realizan nuevos desarrollos que modifican las técnicas radiográficas aplicadas al estudio no sólo de materiales, sino también de partes y componentes; todo con el fin de hacer más confiables los resultados durante la aplicación de la técnica. El principio físico en el que se basa esta técnica es la interacción entre la materia y la radiación electromagnética, siendo esta última de una longitud de onda muy corta y de alta energía. Durante la exposición radiográfica, la energía de los rayos X o gamma es absorbida o atenuada al atravesar un material. Esta atenuación es proporcional a la densidad, espesor y configuración del material inspeccionado.

Entre los métodos de Radiografía Industrial existe la Radiografía Digital una de las nuevas formas de radiografía de imagen que se está utilizando en la última década; No requiere película, las imágenes de radiografía digital son capturadas usando pantallas especiales de fósforo o paneles planos que contienen sensores micro-electrónicos.

No se necesitan cuartos oscuros para revelar la película, y las imágenes pueden ser digitalizadas para incrementar detalles. El principio de la luminiscencia foto estimulable (PSL), es la base fundamental de este ensayo, ya que, mediante este fenómeno físico, las placas de fósforo (IP) traducen la información obtenida luego de la exposición en una imagen digital (radiografía), que puede aumentarse al

zoom deseado, así como mejorar la visualización de la misma, mediante la aplicación de filtros de optimización de contraste, brillos y estructuras finas, entre otros.

Las imágenes son de fácil almacenamiento en forma digital.

Hay varias formas de radiografía de imagen digital, incluyendo:

- Radiografía computada (CR)
- Radiografía de Imagen directa (DR)
- Tomografía computada
- Radiografía en tiempo real (RTR)

Radiografía en Tiempo Real (RTR)¹⁰ es un término usado para describir una forma de radiografía que permite la captura de imágenes electrónicas y su visualización en tiempo real. Debido a que la adquisición de imágenes es casi instantánea, las imágenes de los rayos x pueden ser vistas mientras el objeto es movido y/o rotado.

Manipular el objeto puede ser ventajoso por las siguientes razones:

Es posible ver el componente entero con una sola exposición.

Ver la estructura interna del objeto desde perspectivas diferentes puede proveer información adicional para el análisis.

¹⁰ Guía de Radiografía Computarizada (CR). Ensayos no Destructivos (2008). Colombia

El tiempo de inspección puede ser considerablemente reducido.

Si un sistema de posicionamiento de muestras es empleado, el objeto puede ser movido alrededor y rotado para ver diferentes partes internas del objeto, logrando una mayor claridad y contraste en la imagen. (Guía de Radiografía Computarizada(CR), 2008)

5.4.3 Ultrasonido industrial (UT)¹¹. La inspección por Ultrasonido Industrial (UT) se define como un procedimiento de inspección no destructiva 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 entre la densidad de un material. El principio físico en el cual se basa la inspección por ultrasonido es el hecho que los materiales deferentes presentas distintas “Impedancias Acústicas”.

Parte del ultrasonido se refleja cuando cambia de medio, tal como ocurre con el sonido cuando escuchamos ecos, al estimular un elemento mecánico con una onda de este tipo, esta producirá ecos en los lugares donde se encuentren discontinuidades, trayendo información acerca de la ubicación y tamaño de dicha discontinuidad.

“En la presentación Scan A el sonido viaja y al rebotar se analiza la onda puede ser completa o media onda, donde la altura del pico está relacionada con el tamaño del defecto y la distancia horizontal donde este aparece está relacionada con el recorrido sónico seguido por la onda dentro del material. Los modelos de calibración permitirán posicionar el defecto con precisión y los patrones de referencia permitirán establecer un nivel de comparación para estimar la severidad de los defectos.

¹¹ NDT AERO INDUSTRIAL C.A. (2014), Ultrasonido Nivel II (Vol. 1). Puerto Ordaz, Venezuela.

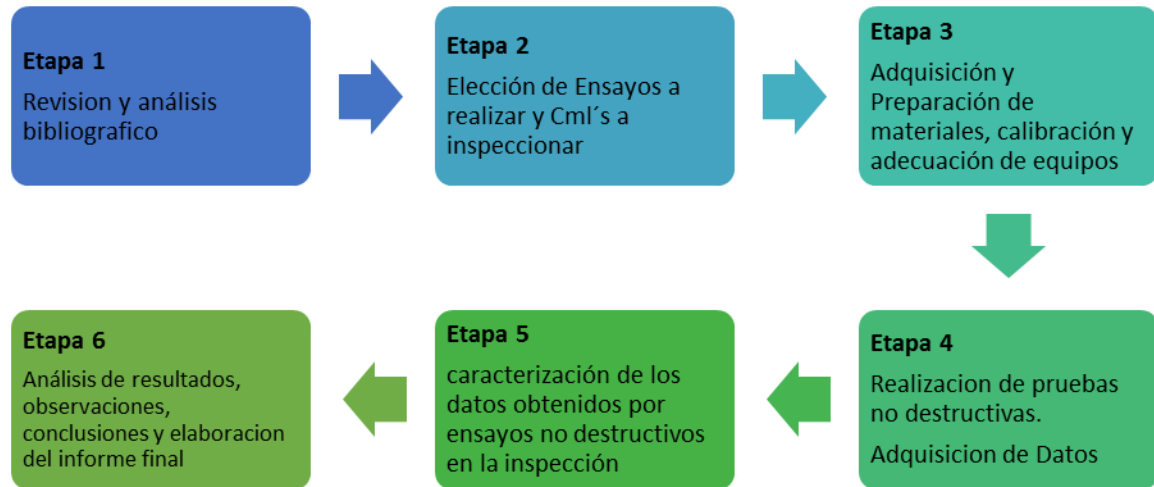
El Scan B es la representación gráfica de los espesores obtenidos mediante ultrasonido, frente a la distancia recorrida por el palpador, o frente al tiempo. De esta manera se logra por decirlo así un corte transversal de la pieza inspeccionada.”¹²

La historia del Ultrasonido Industrial como disciplina científica pertenece al siglo XX. En 1924, el Dr. Sokolov desarrolló las primeras técnicas de inspección empleando ondas ultrasónicas. Los experimentos iniciales se basaron en la medición de la pérdida de la intensidad de la energía acústica al viajar en un material. Para tal procedimiento se requería del empleo de un emisor y un receptor de la onda ultrasónica. Posteriormente, durante la Segunda Guerra Mundial, los ingenieros alemanes y soviéticos se dedicaron a desarrollar equipos de inspección ultrasónica para aplicaciones militares. En ese entonces la técnica seguía empleando un emisor y un receptor (técnica de transparencia) en la realización de los ensayos. No fue sino hasta la década de 1940 cuando el Dr. Floyd Firestone logró desarrollar el primer equipo que empleaba un mismo transductor como emisor y receptor, basando su técnica de inspección en la propiedad característica del sonido para reflejarse al alcanzar una interface acústica. Es así como nace la inspección de pulso eco; esta nueva opción permitió al ultrasonido competir en muchas ocasiones superar las limitaciones técnicas de la radiografía, ya que se podían inspeccionar piezas de gran espesor o de configuraciones que sólo permitían el acceso, por un lado. El perfeccionamiento del instrumento de inspección por ultrasonido se debe principalmente a los investigadores alemanes Josef y Herbert Krautkramer.

¹² <https://www.proteccioncatodica.mx/inspeccion-tuberias/espesor-de-tuberias-scan-a-scan-b>

6. METODOLOGÍA APLICADA:

Figura 1. Metodología Aplicada



6.1 ETAPA 1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Se revisaron diversas fuentes bibliográficas como libros especializados, códigos API, ASME y bases de datos referentes a los siguientes temas:

- Materiales de construcción de tuberías de gas.
- Ensayos no destructivos.
- Mecanismos de daños

6.1.1 Consulta Bibliográfica. Se realizó una revisión bibliográfica que incluyó el uso de las normas técnicas, códigos, procedimientos, prácticas seguras (principalmente API 570, 571, 574 y 579. Y conceptos académicos de manera permanente y que fundamenta el desarrollo del trabajo en campo y del proyecto de la siguiente manera.

6.1.2 Revisión de los documentos de diseño y operación de la línea de gas.

El objetivo planteado fue el de recolectar la información de construcción de la tubería, así mismo se planteó la necesidad de recolectar todos los históricos de mantenimiento y operación que se dispusieran, para planear la inspección de acuerdo a las condiciones de servicio de la tubería.

Se tuvo acceso a isométricos, pero no los planos de construcción de la tubería por parte del dueño del complejo industrial.

Se encontró que la línea de tubería clasificada según el plan de RBI manejado por el dueño de la tubería como Clase 2 (según API 570 numeral 6.3.4.3).

Tabla 1. Información de la tubería (Datos Suministrados por el Dueño de la Tubería)

INFORMACIÓN INICIAL TUBERIA DE GAS NATURAL	
MATERIAL DE CONSTRUCCION	A106grb
PRESION DE DISEÑO	600
PRESION DE OPERACION	150
AÑO DE CONTRUCCION	1987
DIAMETRO	12
SERVICIO	GAS NATURAL
CODIGO DE CONSTRUCCION	ASME B31.3

6.1.3 Identificación de los mecanismos de daño. Con la información obtenida durante la revisión de los documentos mencionados anteriormente en la consulta bibliográfica, fue necesario estudiar los posibles mecanismos de daño, de acuerdo a variables como: servicio, tipo de fluido que almacena, ambiente de servicio, presión de operación, etc. Encontrando que los posibles mecanismos de daño que podrían ocurrir son:

- Fatiga Mecánica
- Corrosión Galvánica
- Corrosión Atmosférica
- Corrosión bajo esfuerzos (SCC)
- Corrosión bajo esfuerzos y cloruros (CI SCC)
- Fatiga por Corrosión
- Fragilizarían por Hidrogeno
- Corrosión por Picadura
- Corrosión por Rendijas
- Corrosión por erosión

6.1.4 Diseño de la metodología de inspección. Una vez fueron identificados los posibles mecanismos de daño, se enfocó el proyecto a inspeccionar y determinar el estado de la tubería y cada uno de sus componentes por medio de los ensayos no destructivos planteados. El programa de inspección fue organizado por un grupo especializado en ensayos no destructivos, integridad de líneas de procesos y el cliente.

- Ubicación de los mecanismos de daño presentes.

- Identificación de los componentes que puede sufrir un daño en específico.
- Aplicación del ensayo no destructivo adecuado para detectar el mecanismo de daño, siguiendo los procedimientos de inspección establecidos de acuerdo a las especificaciones técnicas dadas por el cliente y las normas correspondientes.
- Identificación y evaluación del daño, si existe.
- Extensión de la inspección.

Es necesario indicar que, durante esta parte del proceso de evaluación, se tuvo en cuenta lo establecido por los códigos, normas, prácticas recomendadas y procedimientos de inspección como describe API 574

6.1.5 Determinación de los procedimientos de inspección. En el desarrollo de la metodología propuesta en el programa de inspección diseñado, se recurrió a los códigos, normas, prácticas recomendadas y procedimientos establecidos por los inspectores y el dueño de la tubería en su plan de calidad para establecer cada uno de los pasos en cada técnica no destructiva, y así mismo en cada etapa del programa de inspección.

6.1.6 Determinación de los criterios de aceptación y rechazo. Establecidos los mecanismos de daño, el programa y los procedimientos de inspección, se asignaron los criterios de aceptación y rechazo establecidos en el código *API 570*, *API 574*, *API 579*, *ASME B31.3*, y las especificaciones técnicas establecidas por el dueño de la tubería, para la evaluación del estado mecánico y de corrosión de la Tubería.

6.2 ETAPA 2: ELECCIÓN DE ENSAYOS A REALIZAR Y CML'S A INSPECCIONAR

La elección de los ensayos a realizar y puntos de muestreo se escogerán siguiendo recomendaciones prácticas descritas en el código y/o bajo estándares utilizados en la industria de la refinación del petróleo.

6.2.1 Etapa N° 2: programa de inspección. Debido a que estas líneas de Gas no se encontraron históricos de inspección, pero se encuentran anotaciones de fugas controladas especialmente en la tubería menor que deriva de tubería principal dada a conocer por operarios del área, ya sea por daños mecánicos, También que la Tubería fue pintada en un 100% hace 3 años atrás de la fecha de inspección.

Se decidió crear un programa de inspección donde se especifica que se debe hacer inspección Visual en un 100% del recorrido de los tramos de la línea, una toma de espesores en el 30% de los Cml's de la tubería y añadir una toma radiográfica en las derivaciones de tubería menor a dos pulgadas salientes de la tubería principal que entran a las diferentes plantas del complejo industrial de refinería como se puede apreciar en la Tabla 2.

Luego con la información obtenida y clasificada, se procedió a realizar la evaluación del estado mecánico y de corrosión de la Tubería, se dio inicio al trabajo de campo que incluyo la adquisición de datos aplicando cada uno de los ensayos no destructivos establecidos para cada componente con el objetivo de encontrar las posibles indicaciones y evaluarlas.

Tabla 2. Cantidades de END a realizar en la Inspección

CANTIDADES: INSPECCIÓN LÍNEA DE GAS NATURAL			
TRAMO #1	Cantidad	TRAMO #5	Cantidad
Longitud(m)	786	Longitud(m)	737

CANTIDADES: INSPECCIÓN LÍNEA DE GAS NATURAL			
CML'S UT Espesores	13	CML'S UT Espesores	11
Radiografías	1	Radiografías	1
Inspección Visual (%)	100	Inspección Visual (%)	100
TRAMO #2	Cantidad	TRAMO #6	Cantidad
Longitud(m)	862	Longitud(m)	578
CML'S UT Espesores	14	CML'S UT Espesores	9
Radiografías	1	Radiografías	1
Inspección Visual (%)	100	Inspección Visual (%)	100
TRAMO #3	Cantidad	TRAMO #7	Cantidad
Longitud(m)	216	Longitud(m)	80
CML'S UT Espesores	5	CML'S UT Espesores	4
Radiografías	0	Radiografías	0
Inspección Visual (%)	100	Inspección Visual (%)	100
TRAMO #4	Cantidad	Totales	
Longitud(m)	654	LONGITUD (m)	3913
CML'S UT Espesores	9	Cml's UT Espesores	65
Radiografías	1	Radiografías	5
Inspección Visual (%)	100	Inspección Visual (%)	100

Es importante aclarar que en esta etapa se contó con el apoyo de profesionales altamente capacitados y certificados en cada una de las técnicas.

La evaluación del estado mecánico y de corrosión fue realizada por Ingenieros inspectores y Técnicos inspectores, certificados autorizado por ASNT en inspección en cada una de las técnicas de ensayos no destructivos propuestas, en compañía del inspector certificado bajo en código API 570.

6.3 ETAPA 3: ADQUISICIÓN Y PREPARACIÓN DE MATERIALES, CALIBRACIÓN Y ADECUACIÓN DE EQUIPOS

Fue necesario durante toda la etapa del desarrollo, el reconocimiento y capacitación en el uso de los equipos que serán utilizados, con el fin de garantizar su correcta manipulación y la obtención adecuada de los datos, por lo tanto, la confiabilidad de la obtención de los resultados.

Se prepararon equipos de ensayos no destructivos, adecuados para la inspección por Inspección Visual (IV), Ultrasonido (UT) y Radiografía (RX), y materiales como acoplantes, reactivos, entre otros.

Equipos de inspección Visual

- Kit de Visual
- Galgas
- Flexómetro
- Lámparas
- Espejos
- Lupa

Equipo de Ultrasonido para medición de espesores

- Dms-go (General Electric)

- Palpador DA 301
- Acoplante

Equipo Radiografía

- VIDISCO (Método de Radiografía digital en tiempo Real)
- Software RAZOR-FOX

6.4 ETAPA 4: REALIZACIÓN DE PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS Y ADQUISICIÓN DE DATOS

Con el fin de llevar a cabo la inspección y de tener excelentes resultados, se tomaron datos en zonas altamente afectadas y zonas levemente afectadas. Esta evaluación se elaboró de acuerdo al código API 570 y a la recomendación práctica de API 574. siendo efectivo para establecer la confiabilidad de la inspección de tuberías de proceso, según lo plantean los códigos API anteriormente mencionados, ya que el programa de inspección incluye un monitoreo de los espesores de tubería, el cálculo de las velocidades de corrosión, las fechas de próxima inspección, y las fechas proyectadas de retiro (vida útil remanente). En este sistema de tubería fue identificando y estableciendo CML's en los diferentes accesorios de dicho sistema, como son las tees, los codos, las expansiones – reducciones y los tubos.

6.5 ETAPA 5: CARACTERIZACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS POR ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS EN LA INSPECCIÓN

Después de realizado las pruebas de ensayos no destructivos y recolección de datos, se hizo la evaluación de la integridad mecánica y estado de la línea de

servicio de Gas Natural con el dictamen arrojado por la inspección visual realizada en un 100% y radiografías tomadas en tubería menores derivadas de la tubería principal que llevan el gas a equipos específicos como hornos, secadores y calderas pertenecientes de las plantas que conforman el complejo industrial de la refinería para su funcionamiento.

Luego se diseñó una tabla en Excel basándonos en los parámetros normativos que nos brinda **API 570 Sección 7.1.1 y 7.1.2**, en las fórmulas de Vida remanente en donde se calcula la tasa de corrosión, vida remanente, próxima inspección (Ecuaciones 1 y 2). insertando los datos obtenidos por UT espesores: obteniendo así el respectivo análisis para determinar la vida remanente de la tubería.

Recomendaciones con métodos para mitigación de los defectos y mecanismos de daños que arrojen los ensayos realizados a la tubería.

Rata de corrosión (LT):

Ecuación 1. Cálculo Rata de Corrosión

$$\text{Velocidad de Corrosión (LT)} = \frac{t_{\text{inicial}} - t_{\text{actual}}}{\text{tiempo ENTRE Previo y Actual (años)}}$$

Vida remanente:

Ecuación 2. Cálculo de Vida Remanente

$$\text{Vida remanente (RL)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{requerida}}}{\text{Velocidad de corrosión (pulgadas por años)}}$$

Para proponer los periodos de inspecciones futuras nos basamos en la tabla 2 del estándar API 570-(2016)

Tabla 3. Intervalos de inspección máximos recomendados

Tipo de Circuito	Medición de espesores	Inspección Visual Externa
Clase 1	5 Años	5 Años
Clase 2	10 Años	5 Años
Clase 3	10 Años	10 Años
Clase 4	Opcional	Opcional
Puntos de Inyección a	Tres años	Por Clase
S/A b	-	Por Clase

Las mediciones de espesor se aplican a sistemas para los que se han establecido CML de acuerdo con 5.6.

a Los intervalos de inspección para puntos de inyección / mezcla potencialmente corrosivos también pueden establecerse mediante un análisis de RBI válido en acuerdo con el API 580.

b Consulte el API RP 574 para obtener más información sobre las interfaces S/A.

6.6 ETAPA 6: ANÁLISIS DE RESULTADOS, OBSERVACIONES, CONCLUSIONES Y ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL

Cabe resaltar que la velocidad de corrosión con valores negativos es producto de que los cálculos se hicieron en base al espesor nominal de la tubería y esta puede venir con un sobre espesor de fábrica. *(Para estos tramos la velocidad de corrosión se deja estipulado en registros con valores de 1)*

Tabla 4. Resultado Global de la inspección

LAZO DE CORROSIÓN	Sección	Velocidad de Corrosión (mpy)	Vida Remanente (Años)	Próxima inspección Espesores (Años)	Próxima Inspección Visual (Años)	MAWP (psi)
LC-GAS-005-09	TRAMO #1	4,89136	18,5	10	5	401,456804
LC-GAS-005-09	TRAMO #2	1,25754	143,946	10	5	1081,88006
LC-GAS-005-	TRAMO	1,1176	165,55	10	5	1103,20964

LAZO DE CORROSIÓN	Sección	Velocidad de Corrosión (mpy)	Vida Remanente (Años)	Próxima inspección Espesores (Años)	Próxima Inspección Visual (Años)	MAWP (psi)
09	#3					
LC-GAS-005-09	TRAMO #4	-0,03492	218,018	10	5	1214,11765
LC-GAS-005-09	TRAMO #5	4,6092	18,4452	10	5	592,885375
LC-GAS-005-09	TRAMO #6	-0,03492	155	10	5	737,254902
LC-GAS-005-09	TRAMO #7	-0,48876	189	10	5	881,568627

Reportes por tramos

TRAMO #1

Resultados de la Inspección Visual. Se encontró la tubería en buen estado mecánico, con recubrimiento en buenas condiciones, corrosión leve en contacto tubería con soportes, pero no compromete la integridad mecánica de la tubería No existen Fugas, en tubería y componentes en buenas condiciones para operar, No existen desalineamientos en tubería, No existe Vibración, Soportes en buenas condiciones, se encontraron venteos en buenas condiciones Se recomienda hacer inspección Visual en 5 años nuevamente.

Resultado de UT Espesores. Después de analizar los datos obtenidos en campos y hacer los cálculos correspondientes nos conduce a lo siguiente:

Tabla 5. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #1

Resultados de Análisis de espesores con API 570	
Velocidad de corrosión(mpy)	4.89
Vida Remanente(Años)	18.5

Resultados de Análisis de espesores con API 570	
Maximum Allowable Working Pressure MAWP (psi)	401.46
Próxima inspección UT espesores (Años)	10

Resultado Radiográfico

Tabla 6. Informe Radiográfico 1-Tramo # 1

TRAMO #1 CIRCUITO GAS NATURAL ENTRADA A PLANTA DE CRAKING		
<p>COMENTARIOS, ESQUEMAS, OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES:</p>		
<p>Realizada inspección por RX a NIPLE 2" correspondiente al CML 16 del CIRCUITO DE GAS NATURAL, se evidencia pérdida de espesor cuyo valor mínimo hallado es de 0,135" vs. 0,100" de espesor de retiro, calculado según criterios de API 579. Teniendo en cuenta las condiciones de diseño de la línea y realizado el correspondiente análisis según criterios de inspección por API 570 se determina que actualmente la integridad del sistema en la sección de tubería inspeccionada no se ve comprometida por tanto se recomienda realizar nueva inspección en un intervalo de tiempo no mayor a 10 años.</p>		
<p>PLANTA-EQUIPO: UNIDAD DE CRAKING</p>	<p>LAZO DE CORROSIÓN: LC-GAS-005-09</p>	
<p>Isométrico: ISO-GN1240</p>	<p>TAG De La Línea: 12"-GN9-1702-TGR</p>	
<p>CML: 16</p>	<p>Material: A106</p>	<p>Servicio: CIRCUITO DE GAS NATURAL</p>
<p>Presión Operación: 150 PSI</p>	<p>Temperatura operación:</p>	<p>Diám. Tubería: 12"</p>

TRAMO #1 CIRCUITO GAS NATURAL ENTRADA A PLANTA DE CRAKING		
	100°F	
Esesor Nominal: SCH-40	Esesor Mínimo Registrado: 0,135"	Esesor Máx Registrado:0,150"
Tipo De Facilidad: A TEA	Indicación Encontrada: N/A	Accesorio: NIPLE 2"
FUENTE DE RX: GOLDEN XRS 4		
Serial: S/N 584	No. Pulsos: 40	Distancia Fuente-Panel: 50 cm
Tiempo De Exposición: N.A.	Kilovoltaje: 370 Kvp	Amperaje: N.A.
Nivel De Calidad Requerida: N.A.	Técnica De Exposición: VPS/EPD	Indicador De Calidad: N.A.
Equipo (S/N): RAYZOR X PRO	Panel (S/N): 91568741	ICU (S/N): X-1568

TRAMO #2

Resultados de la Inspección Visual. Se encontró la tubería en buen estado mecánico, con recubrimiento en buenas condiciones, corrosión leve en contacto tubería con soportes, pero no compromete la integridad mecánica de la tubería No existen Fugas, en tubería y componentes en buenas condiciones para operar, No existen desalineamientos en tubería, No existe Vibración, Soportes en buenas condiciones, se encontraron venteos en buenas condiciones Se recomienda hacer inspección Visual en 5 años nuevamente.

Resultado de UT Espesores. Después de analizar los datos obtenidos en campos y hacer los cálculos correspondientes nos conduce a lo siguiente:

Tabla 7. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #2

Resultados de Análisis de espesores con API 570	
Velocidad de corrosión(mpy)	1.25
Vida Remanente(Años)	144
Maximum Allowable Working Pressure	1081.88

Resultados de Análisis de espesores con API 570	
MAWP (psi)	
Próxima inspección UT espesores (Años)	10

Resultado Radiográfico

Tabla 8. Informe Radiográfico 2-Tramo #2

TRAMO #2 CIRCUITO GAS NATURAL ENTRADA A PLANTA DE CRAKING		
COMENTARIOS, ESQUEMAS, OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES:		
<p>Realizada inspección por RX a LA TEE SW DE 2" * 1" correspondiente al CML 17 del CIRCUITO DE GAS NATURAL, se evidencia perdida de espesor cuyo valor mínimo hallado es de 0.075" vs. 0,100" de espesor de retiro, para el diámetro de 2" y un espesor mínimo hallado de 0,045" vs 0,100" espesor de retiro para el diámetro de 1" calculado según criterios de API 579. Teniendo en cuenta las condiciones de diseño de la línea y realizado el correspondiente análisis según criterios de inspección por API 570 se determina que actualmente la integridad del sistema en la sección de tubería inspeccionada se ve comprometida por tanto se recomienda realizar CAMBIO DE TUBERIA URGENTE.</p>		
PLANTA-EQUIPO: HORNOCRACKING	LAZO DE CORROSIÓN:LC-GAS-005-09	
Isométrico: ISO-GN1241	TAG De La Línea: 12"-GN7-1702-TGR	
CML: 17	Material: A106 GRB	Servicio: CIRCUITO DE GAS NATURAL
Presión Dis: 135PSI	Temperatura Dis: 154°F	Diám. Tubería Principal: 2"
Espesor Nominal: SCH-40	Espesor Mínimo Registrado:	Esp.Máx Registrado:

TRAMO #2 CIRCUITO GAS NATURAL ENTRADA A PLANTA DE CRAKING		
	0,075"/0,045"	0,095"/0,055"
Tipo De Facilidad:P.I	Indicación Encontrada: ESPESOR BAJO	Accesorio:TEE SW DE 2"* 1"
FUENTE DE RX: GOLDEN XRS 4		
Serial: S/N 584	No. Pulsos: 40	Distancia Fuente-Panel: 50 cm
Tiempo De Exposición: N.A.	Kilovoltaje: 370 Kvp	Amperaje: N.A.
Nivel De Calidad Requerida: N.A.	Técnica De Exposición: VPS/EPD	Indicador De Calidad: N.A.
Equipo (S/N): RAYZOR X PRO	Panel (S/N): 91568741	ICU (S/N): X- 1568

TRAMO #3

Resultados de la Inspección Visual. Se encontró la tubería en buen estado mecánico, con recubrimiento en buenas condiciones, No existen Fugas, en tubería y componentes en buenas condiciones para operar, No existen desalineamientos en tubería, No existe Vibración, Soportes en buenas condiciones, se encontraron venteos en buenas condiciones Se recomienda hacer inspección Visual en 5 años nuevamente.

Resultado de UT Espesores. Después de analizar los datos obtenidos en campos y hacer los cálculos correspondientes nos conduce a lo siguiente:

Tabla 9. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #3

Resultados de Análisis de espesores con API 570	
Velocidad de corrosión (mpy)	1,112
Vida Remanente (Años)	165
Maximum Allowable Working Pressure MAWP (psi)	1103,21
Próxima inspección UT espesores (Años)	<10

TRAMO #4

Resultados de la Inspección Visual. Se encontró la tubería en buen estado mecánico, con recubrimiento en buenas condiciones, corrosión leve en contacto tubería con soportes, pero no compromete la integridad mecánica de la tubería No existen Fugas, en tubería y componentes en buenas condiciones para operar, No existen desalineamientos en tubería, No existe Vibración, Soportes en buenas condiciones, se encontraron venteos en buenas condiciones Se recomienda hacer inspección Visual en 5 años nuevamente.

Resultado de UT Espesores. Después de analizar los datos obtenidos en campos y hacer los cálculos correspondientes nos conduce a lo siguiente:

Tabla 10. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #4

Resultados de Análisis de espesores con API 570	
Velocidad de corrosión (mpy)	1
Vida Remanente (Años)	218
Maximum Allowable Working Pressure MAWP (psi)	1214,12
Próxima inspección UT espesores (Años)	<10

Resultado Radiográfico

Tabla 11. Informe radiográfico 3 tramo # 4

TRAMO #4 CIRCUITO GAS NATURAL ENTRADA A PLANTA DE CRAKING		
 <p>TRAMO # 4 CIRCUITO GAS NATURAL LGAS-005-09 ISO-GN1242 ENTRADA CALDERA</p>		
COMENTARIOS, ESQUEMAS, OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES:		
<p>Realizada inspección por RX a CODO DE 1/2" correspondiente al CML 12 del CIRCUITO DE GAS NATURAL, se evidencia perdida de espesor cuyo valor mínimo hallado es de 0,100" vs. 0,100" de espesor de retiro, calculado según criterios de API 579. Teniendo en cuenta las condiciones de diseño de la línea y realizado el correspondiente análisis según criterios de inspección por API 570 se determina que actualmente la integridad del sistema en la sección de tubería inspeccionada se ve comprometida por tanto se recomienda realizar CAMBIO DE TUBERIA URGENTE.</p>		
PLANTA-EQUIPO: UNIDAD CRAKING		LAZO DE CORROSIÓN: LC-GAS-005-09
Isométrico: ISO-GN1243		TAG De La Línea: 12"-GN9-1702-TGR
CML: 12	Material: A106 GRB	Servicio: CIRCUITO DE GAS NATURAL
Presión Dis: 135PSI	Temperatura Dis: 154°F	Diám. Tubería Principal: 1/2"
Espesor Nominal: SCH-40	Espesor Mínimo Registrado: 0,100	Esp.Máx Registrado: 0,105"
Tipo De Facilidad: N/A	Indicación Encontrada: ESPESOR BAJO	Accesorio: CODO SW DE 1/2"
FUENTE DE RX: GOLDEN XRS 4		
Serial: S/N 584	No. Pulsos: 40	Distancia Fuente-Panel: 50 cm
Tiempo De Exposición: N.A.	Kilovoltaje: 370 Kvp	Amperaje: N.A.
Nivel De Calidad Requerida: N.A.	Técnica De Exposición: VPS/EPD	Indicador De Calidad: N.A.

Equipo (S/N): RAYZOR X PRO	Panel (S/N): 91568741	ICU (S/N): X- 1568
----------------------------	-----------------------	--------------------

TRAMO #5

Resultados de la Inspección Visual. Se encontró la tubería en buen estado mecánico, con recubrimiento en buenas condiciones, No existen Fugas, en tubería y componentes en buenas condiciones para operar, No existen desalineamientos en tubería, No existe Vibración, Soportes en buenas condiciones, se encontraron venteos en buenas condiciones Se recomienda hacer inspección Visual en 5 años nuevamente.

Resultado de UT Espesores. Después de analizar los datos obtenidos en campos y hacer los cálculos correspondientes nos conduce a lo siguiente:

Tabla 12. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #5

Resultados de Análisis de espesores con API 570	
Velocidad de corrosión (mpy)	4.6
Vida Remanente (Años)	18,44
Maximum Allowable Working Pressure MAWP (psi)	592,88
Próxima inspección UT espesores (Años)	<9

Resultado Radiográfico

Tabla 13. Informe Radiográfico 3-Tramo # 5

TRAMO #5 CIRCUITO GAS NATURAL ENTRADA A PLANTA DE CRAKING		
 <p>TRAMO # 5 CIRCUITO DE GAS NATURAL LGAS-005-09 ISO-GN-1243</p>		
COMENTARIOS, ESQUEMAS, OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES:		
<p>Realizada inspección por RX a LA TEE SW DE 1"*3/4" correspondiente al CML 17 del CIRCUITO DE GAS NATURAL, se evidencia perdida de espesor cuyo valor mínimo hallado es de 0.125" vs. 0,100" de espesor de retiro, para el diámetro de 1" y un espesor mínimo hallado de 0,105" vs 0,100" espesor de retiro para el diámetro de 3/4" calculado según criterios de API 579. Teniendo en cuenta las condiciones de diseño de la línea y realizado el correspondiente análisis según criterios de inspección por API 570 se determina que actualmente la integridad del sistema en la sección de tubería inspeccionada se ve comprometida por tanto se recomienda realizar CAMBIO DE TUBERIA URGENTE.</p>		
PLANTA-EQUIPO: UNIDAD CRAKING	LAZO DE CORROSIÓN: LC-GAS-005-09	
Isométrico: ISO-GN1244	TAG De La Línea: 12"-GN9-1702-TGR	
CML: 17	Material: A106 GRB	Servicio: CIRCUITO DE GAS NATURAL
Presión Dis: 25PSI	Temperatura Dis: 154°F	Diám. Tubería Principal: 1"
Espesor Nominal: SCH-40	Espesor Mínimo Registrado: 0,125"/0,105"	Esp. Máx Registrado: 0,130"/0,110"
Tipo De Facilidad: N/A	Indicación Encontrada: ESPESOR BAJO	Accesorio: TEE SW DE 1" * 3/4"

TRAMO #5 CIRCUITO GAS NATURAL ENTRADA A PLANTA DE CRAKING		
FUENTE DE RX: GOLDEN XRS 4		
Serial: S/N 584	No. Pulsos: 40	Distancia Fuente-Panel: 50 cm
Tiempo De Exposición: N.A.	Kilovoltaje: 370 Kvp	Amperaje: N.A.
Nivel De Calidad Requerida: N.A.	Técnica De Exposición: VPS/EPD	Indicador De Calidad: N.A.
Equipo (S/N): RAYZOR X PRO	Panel (S/N): 91568741	ICU (S/N): X- 1568

TRAMO #6:

Resultados de la Inspección Visual. Se encontró la tubería en buen estado mecánico, con recubrimiento en buenas condiciones, No existen Fugas, en tubería y componentes en buenas condiciones para operar, No existen desalineamientos en tubería, No existe Vibración, Soportes en buenas condiciones, se encontraron venteos en buenas condiciones Se recomienda hacer inspección Visual en 5 años nuevamente.

Resultado de UT Espesores. Después de analizar los datos obtenidos en campos y hacer los cálculos correspondientes nos conduce a lo siguiente:

Tabla 14. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #6

Resultados de Análisis de espesores con API 570	
Velocidad de corrosión(mpy)	1
Vida Remanente(Años)	155
Maximum Allowable Working Pressure MAWP (psi)	737.25
Próxima inspección UT espesores (Años)	<10

Resultado Radiográfico

Tabla 15. Informe Radiográfico 4-Tramo #6

TRAMO #6 CIRCUITO GAS NATURAL ENTRADA A PLANTA DE CRAKING		
 <p>TRAMO # 6 CIRCUITO DE GAS NATURAL LGAS-005-09 ISO-GN-1245</p>		
COMENTARIOS, ESQUEMAS, OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES:		
<p>Realizada inspección por RX a LA TEE SW DE 1"*1/2" correspondiente al CML 17 del CIRCUITO DE GAS NATURAL, se evidencia perdida de espesor cuyo valor mínimo hallado es de 0.100" vs. 0,100" de espesor de retiro, para el diámetro de 2" y un espesor mínimo hallado de 0,085" vs 0,100" espesor de retiro para el diámetro de 1/2" calculado según criterios de API 579. Teniendo en cuenta las condiciones de diseño de la línea y realizado el correspondiente análisis según criterios de inspección por API 570 se determina que actualmente la integridad del sistema en la sección de tubería inspeccionada se ve comprometida por tanto se recomienda realizar CAMBIO DE TUBERIA URGENTE.</p>		
PLANTA-EQUIPO: UNIDAD CRAKING		LAZO DE CORROSIÓN: LC-GAS-005-01
Isométrico: ISO-GN1245		TAG De La Línea: 12"-GN9-1702-TGR
CML: 01	Material: A106GRB	Servicio: CIRCUITO DE GAS NATURAL
Presión Dis: 135PSI	Temperatura Dis: 154°F	Diám. Tubería Principal: 2"
Espesor Nominal: SCH-40	Espesor Mínimo Registrado: 0,100"/0,085"	Esp.Máx Registrado:0,120"/0,095"
Tipo De Facilidat: P.I	Indicación Encontrada: ESPESOR BAJO	Accesorio: TEE SW DE 2"* 1/2"

TRAMO #6 CIRCUITO GAS NATURAL ENTRADA A PLANTA DE CRAKING		
FUENTE DE RX: GOLDEN XRS 4		
Serial: S/N 584	No. Pulsos: 40	Distancia Fuente-Panel: 50 cm
Tiempo De Exposición: N.A.	Kilovoltaje: 370 Kvp	Amperaje: N.A.
Nivel De Calidad Requerida: N.A.	Técnica De Exposición: VPS/EPD	Indicador De Calidad: N.A.
Equipo (S/N): RAYZOR X PRO	Panel (S/N): 91568741	ICU (S/N): X- 1568

TRAMO #7:

Resultados de la Inspección Visual. Se encontró la tubería en buen estado mecánico, con recubrimiento en buenas condiciones, No existen Fugas, en tubería y componentes en buenas condiciones para operar, No existen desalineamientos en tubería, No existe Vibración, Soportes en buenas condiciones, se encontraron venteos en buenas condiciones Se recomienda hacer inspección Visual en 5 años nuevamente.

Resultado de UT Espesores. Después de analizar los datos obtenidos en campos y hacer los cálculos correspondientes nos conduce a lo siguiente:

Tabla 16. Resultado de la inspección por UT en el TRAMO #7

Resultados de Análisis de espesores con API 570	
Velocidad de corrosión (mpy)	1
Vida Remanente (Años)	189
Maximum Allowable Working Pressure MAWP (psi)	881,57
Próxima inspección UT espesores (Años)	<10

7. CONCLUSIONES

La inspección Visual que se realizó a la línea de gas, demuestra las buenas condiciones mecánicas exteriores, debido al mantenimiento que se le ha dado a la tubería con el sistema de recubrimiento empleado, evidenciando el buen estado en el que actualmente opera la línea, a pesar de que sea la primera vez que se le realiza una inspección.

La evaluación de la integridad mecánica de la línea de gas a consideración en la inspección, revela que en el tramo #1, donde se presenta el cambio de dimensión entre la tubería principal y la tubería que se desprende hacia los equipos de la planta de cracking, la velocidad de corrosión encontrada es mayor que en los otros tramos, pero no afecta de manera significativa la tubería conllevando a futuro tener mayor monitoreo en relación con los demás tramos.

Esta evaluación deja establecidos criterios confiables que son punto de partida para una evaluación RBI o *Fitness for Service* y que podrán ser tomados en cuenta en la siguiente inspección, sobre todo para determinar la velocidad de corrosión real de la tubería en inspecciones futuras creando un punto de referencia muy importante para inspecciones posteriores.

Basados en experiencia obtenida en el desarrollo de esta tesis podemos afirmar que es muy importante la revisión de los códigos y normas para hacer una correcta planeación del trabajo y diseño del programa de inspección. Que realizó la evaluación de indicaciones después de la inspección de manera integral y analítica, no de manera mecanizada y rutinaria, basados en códigos y normas, considerando el tipo, naturaleza, ubicación y condiciones en que se generó. Garantizando el resultado óptimo y confiable de la inspección realizada.

8. RECOMENDACIONES

Mantener registros de la información, crear una base de datos que sirva como punto de referencia en las inspecciones posteriores para llevar un control en el tiempo de la integridad mecánicas de la línea de Tubería

Aplicar sellante en el área de contacto entre el soporte y la base para evitar la formación de corrosión en tramos 1, 2 y 4.

Si se desea continuar con el uso de un MAWP de 600 psi se recomienda realizar una evaluación del equipo según API 579.

Aplicar un plan de inspección de inmediato para tubería menor dentro de las plantas de operación debido a que estas son las que presentan mayor frecuencia en fallas por fugas, manipulaciones por operarios frecuentemente e incluso sobrepresiones del fluido que llevan a un desgaste mucho mayor de su vida residual y al uso en reparaciones y/o cambios posteriores el uso de tubería con schedule mayores para garantizar un espesor en las paredes de la tubería, adecuado.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE API 570, FOURTH EDITION, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 2016

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Standard 579-1/ASME FFS-1, *Fitness-For-Service*.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API, RP. 574, “. *Inspection Practices for Piping System Components*”, 2016

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 571, R.– Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 2011

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. USA ASME B31.3 2010 Process Piping.

BOILER, A. S. M. E., & CODE, P. V. Section V: Nondestructive examination. *Subcommittee on Fiber-Reinforced Plastic Pressure Vessels*. 2015

ECOPETROL Uso del gas natural [en línea] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gasnatural/Informaci%C3%B3n%20General/usos-del-gas-natural>

GIMENO, J. M. F., & MARTÍN, J. *Ensayos no destructivos para industria y construcción*. Universidad de Zaragoza. 1999

GUÍA DE RADIOGRAFÍA COMPUTARIZADA (CR). Ensayos no Destructivos
Colombia 2008.

NDT AERO INDUSTRIAL C.A. Ultrasonido Nivel II (Vol. 1). Puerto Ordaz,
Venezuela. '2014

PROTECCION CATODICA Espesor de tuberías SCAM a SCAN B
<https://www.proteccioncatodica.mx/inspeccion-tuberias/espesor-de-tuberias-scam-a-scan-b>