

Aplicación de técnicas de ensayos no destructivos en la inspección de tuberías para el transporte
de hidrocarburos: Estado del arte

Darlinson Mejía Ardila

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Metalúrgico

Director

Carlos Andrés Galán Pinilla

Magister en Ingeniería de Materiales

Codirector

Ana María Pérez Ceballos

Doctora en Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A mis padres Petrona y Reimundo que valoro enormemente, gracias por su apoyo incondicional en cada una de las etapas de mi vida, a mi hermano Yurlebinson por ser un ejemplo a seguir y a mi tía Betty por ser un ángel lleno de bendiciones para mí, hoy les dedico este proyecto con todo mi amor y agradecimiento. Su apoyo, esfuerzo y amor incondicional ha sido la fuerza que me ha permitido llegar hasta aquí.

Para Angie Quitian, Gabriela Suarez, Jennyfer Rubio, Luis De La Rosa y Yuliana Suarez; infinitas gracias por recorrer este camino junto a mí, estar rodeado de su compañía, consejos y cariño ha sido un verdadero regalo en mi vida.

A Sebastián Orduz, Cesar Palomino, Fabian Archila y German Avellaneda gracias por brindarme una amistad sincera, por compartir buenos/malos momentos conmigo y hacer mucho más llevaderos los años universitarios.

A Katherine Rincón, por estar para mí, por apoyarme en cada dificultad, motivarme a siempre avanzar y por tanto amor.

A todos, gracias totales.

Agradecimientos

Agradecer de manera especial a mi director Carlos Andrés Galán, por su ayuda, dedicación, orientación y paciencia durante el desarrollo de este proyecto.

A mi codirectora Ana María Pérez, por su sabiduría, conocimientos y consejos brindados durante este proyecto y durante mi proceso universitario.

A todos los profesores y la comunidad de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales que hicieron parte de mi proceso formativo.

Al departamento de RBI CIMA por su acompañamiento, apoyo informativo y bibliográfico.

A todos, gracias.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
2. Objetivos.....	13
2.1 Objetivo General.....	13
2.2 Objetivos Específicos.....	13
3. Tuberías y materiales en el transporte del petróleo	14
3.1 Industria petrolera en Colombia.....	14
3.2 Tuberías para el transporte de petróleo.....	15
3.3 Tuberías para el transporte de petróleo en Colombia.	16
3.4 Materiales en tuberías para el transporte de petróleo en Colombia.	17
3.4.1 Aceros al carbono	17
3.4.2 Aceros inoxidables.....	18
3.4.3 Materiales compuestos.....	18
3.5 Acero al carbono como material mayormente utilizado en tuberías de transporte de petróleo en Colombia.....	19
4. Mecanismos de daño y los modos de falla en las tuberías estudiadas	21
4.1 Mecanismos de daño.....	21
4.2 Modos de falla.....	21
4.3 Mecanismos de daño y modos de falla relacionados que se presentan frecuentemente en las tuberías de transporte de petróleo	22
4.3.1 Corrosión Atmosférica.....	23
4.3.2 Corrosión por Dióxido de Carbono (CO ₂).....	24

4.3.3 Corrosión por erosión	25
4.3.4 Corrosión bajo tensión o Stress corrosión cracking (SCC)	26
4.3.4.1 Chloride Stress Corrosion Cracking (Cl- SCC).....	27
5. Ensayos no destructivos mayormente utilizados para la inspección en servicio de tuberías en el transporte de petróleo.....	32
5.1 Ensayos no destructivos de uso tradicional para la inspección en servicio de tuberías utilizadas en el transporte de petróleo.....	32
5.1.1 Inspección visual (VT).....	33
5.1.2 Medición de espesores por ultrasonido (UT).....	33
5.1.3 Inspección por radiografía industrial (RT)	35
5.1.4 Líquidos penetrantes (PT).....	37
5.1.5 Partículas magnéticas (MT)	38
5.2 Ensayos no destructivos desarrollados recientemente para la inspección en servicio de tuberías utilizadas en el transporte de petróleo.....	39
6. Conclusiones	44
7. Recomendaciones	46
Referencias Bibliográficas	47

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Composición química para la tubería PSL1 API 5L de diferentes grados con un espesor ≤ 25.0 mm (0.984").....	20
Tabla 2. Mecanismos de daño y modos de falla comúnmente presentes en tuberías de acero.....	29
Tabla 3. Técnicas de END desarrolladas recientemente mayormente utilizadas para la inspección en servicio de tuberías de transporte de petróleo.	40

Lista de Figuras

Figura 1. Estructura de una cadena de suministro de petróleo genérica	16
Figura 2. Geometría de la tubería de fibra reforzada enrollable LinePipe de Fiberspar	19
Figura 3. Modos de fallas en tuberías	22
Figura 4 Corrosión atmosférica característica en una tubería de acero al carbono	24
Figura 5. Corrosión por CO ₂ de una línea de producción de petróleo y gas de acero al carbono.	25
Figura 6. Erosión de un codo de retorno de un calentador de coque como resultado de la alta velocidad de descoquización.....	26
Figura 7. Macrografía de grietas en el revestimiento de un tubo de acero inoxidable 316L en servicio.....	28

Glosario

API	American Petroleum Institute
ASME	The American Society of Mechanical Engineers
Cl- SCC	Chloride Stress Corrosion Cracking
CML	Condition Monitoring Location
CO ₂	Dióxido de carbono
ECT	Eddy Current Testing
EMAT	Electromagnetic Acoustic Transducer
END	Ensayos No Destructivos
GWT	Guided Wave Testing
H ₂ CO ₃	Ácido Carbónico
HDPE	High Density PolyEthylene
ILI	In Line Inspection
MFL	Magnetic Flux Leakage
MT	Magnetic Particle Testing
PAUT	Phase Array Ultrasonic Testing
PIB	Producto Interno Bruto
PT	Liquid Penetrant Testing
RT	Radiographic Testing
SCC	Stress Corrosion Cracking
TOFD	Time Of Flight Diffraction
UT	Ultrasonic Testing
VT	Visual Testing

Resumen

Título: Aplicación de técnicas de ensayos no destructivos en la inspección de tuberías para el transporte de hidrocarburos: Estado del arte*

Autor: Darlinson Mejía Ardila**

Palabras Clave: Ensayos no destructivos, tuberías en servicio, mecanismo de daño, modos de falla, industria petrolera.

Descripción: El petróleo sigue siendo un recurso esencial en la vida moderna al ser utilizado tanto como fuente de energía como en la fabricación de una amplia gama de productos. El transporte de petróleo mediante tuberías desempeña un papel crucial en la cadena de suministro de este recurso, sin embargo, estas tuberías enfrentan condiciones operativas extremas, que incluyen altas presiones, temperaturas elevadas, corrosión y daños mecánicos por terceros, lo que hace necesaria una adecuada selección de materiales que puedan soportar tales condiciones. La importancia del petróleo en Colombia a nivel económico y social supone una especial atención a la hora de conocer los mecanismos de daño y los modos de falla relacionados que se presentan con mayor frecuencia y conducen a la falla del material en las tuberías que transportan el producto. Es aquí donde resulta indispensable identificar los ensayos no destructivos de uso tradicional y desarrollados recientemente para la detección y evaluación de estos defectos. Por consiguiente, el desarrollo de esta monografía está basado en la investigación de las técnicas no destructivas más comunes y de nuevo desarrollo para la inspección de los materiales mayormente utilizados en las tuberías de transporte de petróleo en Colombia, teniendo en cuenta los mecanismos de daño y modos de falla que se encuentran con mayor frecuencia. A su vez, se expone la importancia de conocer los métodos específicamente utilizados, con el fin de hacer más rigurosa la inspección y detectar la mayor cantidad de defectos y daños posibles en los más de 6100 kilómetros de tubería que se deben inspeccionar frecuentemente en la industria del petróleo en Colombia.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales. Ingeniería Metalúrgica. Director: Carlos Andrés Galán Pinilla. Magister en Ingeniería de Materiales. Codirector: Ana María Pérez Ceballos. Doctora en Ingeniería.

Abstract

Title: Application of Non-Destructive Testing Techniques in the inspection of hydrocarbon transportation pipelines: State of the art. *

Author(s): Darlinson Mejía Ardila **

Key Words: Non-Destructive Testing, in-service piping, damage mechanism, failure modes, petroleum industry.

Description: Oil remains an essential resource in modern life, being used both as a source of energy and in the manufacture of a wide range of products. The transportation of oil through pipelines plays a crucial role in the supply chain of this resource, however, these pipelines face extreme operating conditions, including high pressures, high temperatures, corrosion and mechanical damage by third parties, which makes necessary an adequate selection of materials that can withstand such conditions. The importance of oil in Colombia at an economic and social level requires special attention when it comes to knowing the damage mechanisms and related failure modes that occur most frequently and lead to material failure in the pipelines that transport the product. This is where it is essential to identify the non-destructive tests traditionally used and recently developed for the detection and evaluation of these defects. Therefore, the development of this monograph is based on the investigation of the most common and newly developed non-destructive techniques for the inspection of the materials mostly used in oil transportation pipelines in Colombia, taking into account the damage mechanisms and failure modes most frequently found. At the same time, the importance of knowing the methods specifically used is exposed, in order to make the inspection more rigorous and detect the greatest amount of defects and damages possible in the more than 6100 kilometers of pipelines that must be frequently inspected in the oil industry in Colombia.

* Degree Work

** Faculty of physical chemical engineering. School of Metallurgical Engineering and Materials Science. Metallurgical Engineering. Adviser: Carlos Andrés Galán Pinilla. Master in Materials Engineering. Co-adviser: Ana María Pérez Ceballos. PhD in Engineering.

Introducción

En la actualidad el petróleo sigue siendo uno de los recursos esenciales para las actividades cotidianas del ser humano, está presente en múltiples aspectos debido a que puede ser usado tanto como fuente de energía como en la formación de una amplia diversidad de materiales. Así mismo, una de las etapas más relevantes durante la cadena de procesamiento del petróleo es su transporte, el cual se realiza mediante largos tramos de tuberías en gran parte de la industria, y que, al estar en servicio, normalmente se ven sometidas a fuertes condiciones de operación como: altas presiones, altas temperaturas, condiciones ambientales, fenómenos corrosivos, entre otras (Liu et al., 2021), haciendo necesario el uso de diferentes tipos de materiales que permitan soportar estas condiciones y atenuar los efectos negativos que se puedan presentar (Bautista Mendoza, 2010). Aunque se realice una óptima selección de materiales, dichas tuberías cuentan con un tiempo estimado de vida en servicio, la cual se verá considerablemente reducida por los efectos de los mecanismos de daño y modos de falla que podrían encontrarse, estos variando según la naturaleza de los materiales de fabricación y las condiciones de operación en servicio (Sun et al., 2023).

En consecuencia, resulta necesario entender los retos que enfrentan los materiales utilizados en la fabricación de tuberías, y tener claridad de las técnicas no destructivas implementadas, dado que cada una permite obtener información específica y parcial sobre el estado del componente en servicio, lo cual resulta primordial en la tarea de establecer los niveles de riesgo que presenta. Es por esto que su adecuada selección y combinación es fundamental para obtener datos reales y/o confiables que permitan la correcta caracterización e identificación de daños y defectos, sin alterar las propiedades físicas, químicas o mecánicas de los componentes evaluados (Rodríguez et al., 2012), dando lugar oportuno a planes de mitigación o cambios de los

tramos en riesgo y disminuyendo las probabilidades de fallas catastróficas durante el servicio. Con base en todo lo anterior, este proyecto busca realizar un estudio bibliográfico del uso y aplicación de técnicas no destructivas para la inspección de tuberías en servicio usadas para el transporte de petróleo, teniendo en cuenta las técnicas convencionales y técnicas avanzadas que constantemente presentan a la industria avances en nuevos alcances y equipos con mayores prestaciones, brindando garantías sobre la integridad de estos importantes componentes en la industria del petróleo.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Realizar un estudio bibliográfico del uso y aplicación de técnicas no destructivas durante la inspección en servicio de tuberías usadas para el transporte de hidrocarburos.

2.2 Objetivos Específicos

Determinar cuáles son los materiales más utilizados para tuberías empleadas en el transporte de petróleo en Colombia.

Definir cuáles son los mecanismos de daño y los modos de falla relacionados que se presentan con mayor frecuencia en las tuberías estudiadas con base en la norma API y recursos bibliográficos complementarios.

Identificar los ensayos no destructivos de uso tradicional y desarrollados recientemente para la inspección en servicio de tuberías aéreas y enterradas empleadas en el transporte de petróleo.

3. Tuberías y materiales en el transporte del petróleo

3.1 Industria petrolera en Colombia

Todos los días por medio de diferentes plataformas digitales o medios de comunicación convencionales obtenemos información acerca del petróleo, ya sea información sobre la fluctuación de precios, nuevas aplicaciones en productos cotidianos, métodos para su extracción y comercialización entre otros factores. Los hidrocarburos, además de ser una gran fuente de energía aprovechable en motores de combustión, plantas termoeléctricas entre otras aplicaciones, también funcionan como materia prima de primer orden en la producción de elementos de valor cotidiano, elementos como el plástico (empaques para alimentos, juguetes, tubería de PVC), material sanitario (medicamentos, jeringuillas), cosméticos (cremas, tintes capilares), pinturas, elementos textiles, entre otros (Vasco, 2023).

El petróleo ha sido indiscutiblemente uno de los recursos más preciados en la sociedad desde inicios del siglo XX, en Colombia corresponde a uno de los motores económicos más importantes del país y es responsable del mayor porcentaje de exportaciones e ingresos fiscales por encima de productos como el café, especias, gemas y metales preciosos (The Bogotá Post, 2019). En el último pico petrolero, el petróleo Brent se llegó a cotizar por alrededor de \$100 dólares estadounidenses por barril, siendo responsable del 55% de las exportaciones nacionales y casi el 5% del producto interno bruto o PIB (VQ INGENIERIA, 2021).

Actualmente en Colombia, ECOPETROL encabeza la lista de empresas más grandes del país aportando diferentes factores para el crecimiento y desarrollo económico de la nación, en el año 2021 la compañía presentó contribuciones mayores a \$26 billones de pesos de los cuales cerca de \$17 billones correspondieron a transferencias a la nación reflejados en impuestos, dividendos y regalías (Valora Analitik, 2023). Por tanto, resulta de gran interés realizar un estudio

bibliográfico que realice un seguimiento de las técnicas de uso convencional y avanzado en el campo de los Ensayos No Destructivos que se realizan a los dispositivos encargados del transporte y distribución de unos de los bienes más importantes para la nación.

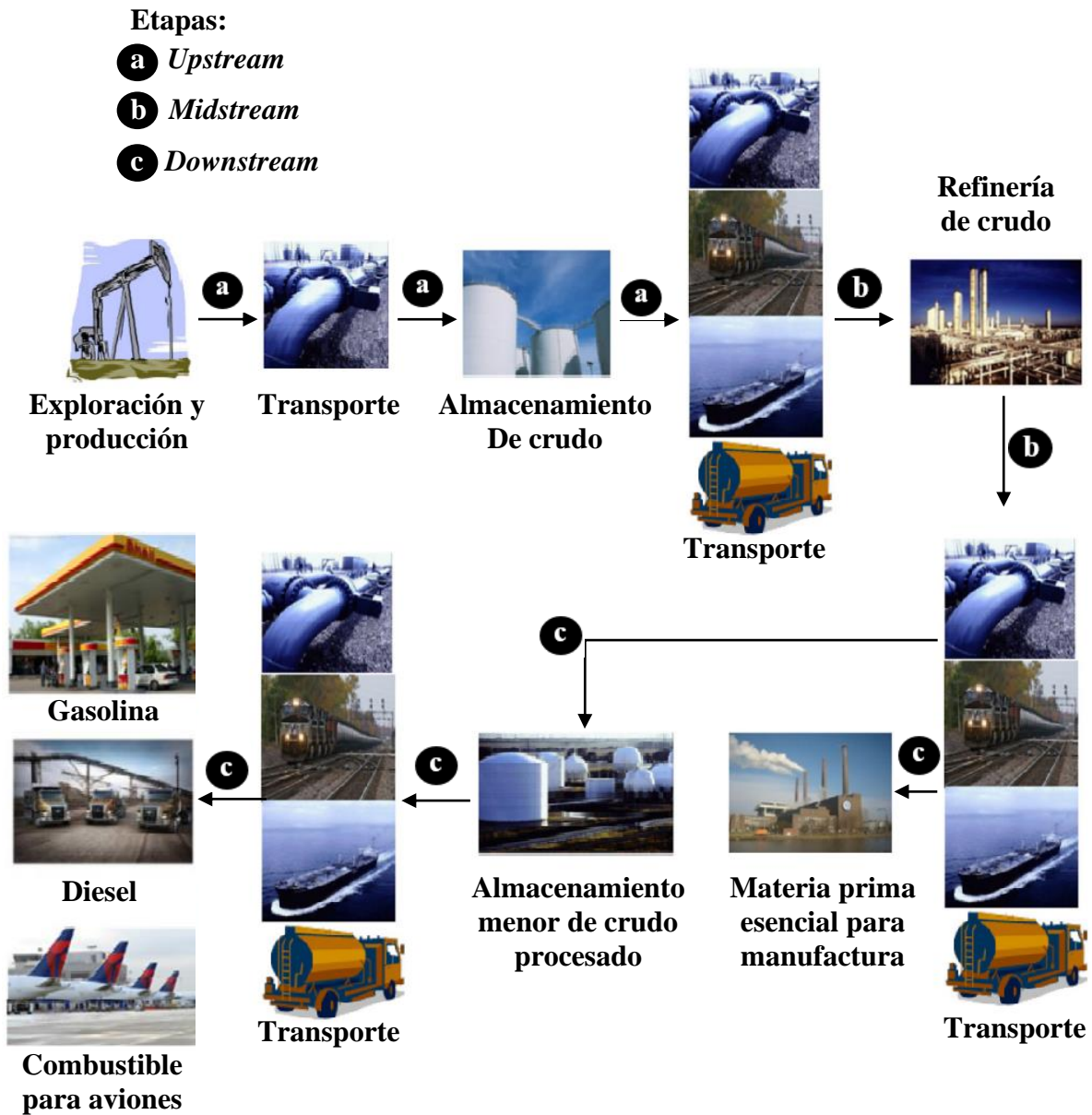
3.2 Tuberías para el transporte de petróleo.

La industria petrolera cuenta con una de las más complejas y avanzadas cadenas de abastecimiento y canales de distribución del mundo (Kazemi & Szmerekovsky, 2015). Esta red logística se puede dividir en etapas tal como se ilustra en la Figura 1, estas fases se definen en *upstream* la cual comprende la exploración y producción, *midstream* la cual incluye la refinación, la infraestructura, métodos de transporte utilizados como oleoductos, barriles o ferrocarriles (Briggs, 2012) y la fase *downstream* que abarca actividades como la comercialización, distribución del producto, entre otras (Kazemi & Szmerekovsky, 2015).

Las tuberías al ser un mecanismo confiable y de funcionamiento continuo son usadas como el principal medio para el transporte de petróleo, su alta eficiencia permite reducir costos de operación y tiempo de transporte a lo largo de la cadena de proceso (SITEC, 2014). Sin embargo, las tuberías usadas en el transporte de petróleo están expuestas a múltiples amenazas como fallas geológicas, condiciones meteorológicas y condiciones atmosféricas severas, entre otras, que se traducen en mecanismos de daño y modos de falla que generan afectaciones en su integridad, y pueden llegar a producir deficiencias en su servicio, las cuales representan posibles afectaciones al medioambiente y comunidades aledañas durante el transcurso de una operación petrolera (Meléndez-pertuz et al., 2017).

Figura 1

Estructura de una cadena de suministro de petróleo genérica



Nota. Adaptado de (Kazemi & Szmerekovsky, 2015)

3.3 Tuberías para el transporte de petróleo en Colombia.

Colombia cuenta con diferentes zonas que se encuentran en exploración y explotación petrolera, así como con áreas disponibles para la celebración de contratos en las diferentes cuencas

sedimentarias del país (Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, 2023). En el año 2020 se estimó que las redes de oleoductos en Colombia superaban los 6100 kilómetros (Contratista et al., 2021), siendo estos los encargados de cumplir la función de transportar el crudo desde los pozos de producción hasta las baterías, refinerías y sitios de almacenamiento; uno de los tramos con mayor longitud es el sistema de oleoductos; Oleoducto Central S.A - OCENSA, cuyo diámetro es de 30 pulgadas y su extensión alcanza una longitud de alrededor de 477 kilómetros (Contratista et al., 2021).

En Colombia, las empresas petroleras están sujetas a un marco regulatorio el cual incluye temas como la asignación de las áreas de exploración y explotación, la fiscalización/supervisión de actividades, la liquidación, recaudo, distribución y seguimiento a las regalías, el medio ambiente entre otros aspectos que presentan las directrices de operación en la industria del petróleo a nivel nacional. (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

3.4 Materiales en tuberías para el transporte de petróleo en Colombia.

Las regulaciones específicas relacionadas con la integridad de tuberías y equipos en el sector petrolero están diseñadas para garantizar la seguridad operativa, la prevención de accidentes y la protección medioambiental. A continuación, se presentan los materiales mayormente utilizados en tuberías destinadas al transporte de petróleo (ASME, 2019).

3.4.1 Aceros al carbono

En Colombia, al igual que en diferentes lugares del mundo, se utilizan diversos materiales para la construcción de tuberías destinadas al transporte de petróleo, entre ellos destacan los aceros al carbono que son aquellos que tienen elementos de aleación en proporciones muy pequeñas, cuentan principalmente con una microestructura ferrítico – perlítica y sus propiedades mecánicas dependen del contenido de carbono, que normalmente varía en valores desde 0.05% hasta el 1% y

de manganeso desde 0,25% hasta el 1,7%, siendo así que al aumentar el contenido de carbono aumenta la proporción de perlita presente y con ella la resistencia mecánica del acero (F. J. BELZUNCE, 2001). Estos presentan un gran uso industrial debido a su relación de bajo costo frente propiedades como su alta resistencia en la contención de fluidos, resistencia a altas presiones y resistencia mecánica, siendo adecuado para transportar productos petroleros (MMTubería, 2023; Ternium, 2023).

3.4.2 Aceros inoxidables

Materiales como el acero inoxidable se utilizan en aplicaciones donde se requiere una mayor resistencia a la corrosión, esto debido a la presencia de productos químicos corrosivos en el petróleo o en ambientes particularmente agresivos. La resistencia a la corrosión de los aceros inoxidables se basa en la adición de cromo en un porcentaje superior al 12%, el cromo al ser un elemento químico que tiene una gran afinidad por el oxígeno ocasiona que al poner en contacto un acero alto en cromo con un medio oxidante, este elemento se oxide preferentemente, formándose una capa superficial muy fina (10-30 Å) de óxido de cromo (Cr_2O_3) que pasiva al acero y detiene inmediatamente el proceso corrosivo (F. J. BELZUNCE, 2001). En este tipo de aceros predomina principalmente la presencia de Cr, Ni, Mo, Mn, Si y Ti, aunque resulta ser más costoso que el acero al carbono, su durabilidad y resistencia a la corrosión lo hacen una opción viable como material de uso industrial (Calvet Madolell, 2006).

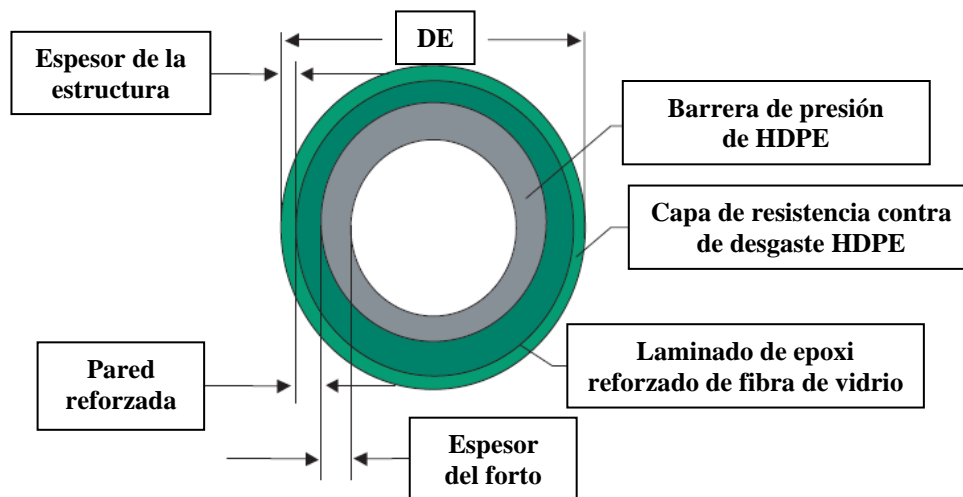
3.4.3 Materiales compuestos

En la amplia variedad de materiales estudiados para ser usados en el transporte de productos petroleros se encuentran los materiales compuestos, entre ellos se pueden encontrar las tuberías de fibra reforzada enrollable las cuales presentan alta resistencia a la corrosión, peso liviano, tolerancia al daño por impacto, además de otros factores relevantes para las tuberías que

se utilizan durante la producción y transporte del petróleo. Tal como se ilustra en la Figura 2 estas tuberías utilizan resina epóxica reforzada con fibra de vidrio para proporcionar una mayor resistencia, cuentan con una barrera de presión interna que puede ser polietileno de alta densidad (HDPE) 3408 el cual se utiliza ampliamente en la industria o de polietileno reticulado de alta densidad para las aplicaciones de temperaturas más altas (Fiberspar LinePipe LLC et al., 2023).

Figura 2

Geometría de la tubería de fibra reforzada enrollable LinePipe de Fiberspar



Nota: Tomado de (Fiberspar LinePipe LLC et al., 2023)

3.5 Acero al carbono como material mayormente utilizado en tuberías de transporte de petróleo en Colombia.

Los materiales mayormente utilizados en tuberías de transporte de petróleo en Colombia deben ajustarse a especificaciones y cumplir los requisitos de los Códigos vigentes para su fabricación y puesta en operación. La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos ASME por sus siglas en inglés, presenta el código B31.4 *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries*, código o norma internacional elaborado de acuerdo con procedimientos acreditados que cumplen los criterios de las Normas Nacionales Estadounidenses y que es ampliamente aplicado

en el área de integridad de activos en la industria de petróleo en Colombia. Este código es usado principalmente para tuberías conocidas como tuberías fuera de malla o fuera de estación, encargadas del transporte de petróleo en segmentos que suelen comprender distancias desde zonas como pozos de extracción de crudo hacia baterías o estaciones de tratamiento y posteriormente desde las estaciones de tratamiento a zonas de almacenamiento o refinerías (ASME, 2019). El código ASME recomienda el uso del acero API 5L el cual generalmente se encuentra en Grado B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70 y X80 siendo así que mientras más alto es el grado de la tubería de acero, presenta mayor resistencia mecánica, de manera que se selecciona el grado según las exigencias de las condiciones de operación final. En la Tabla 1 se observa la composición química de los aceros API 5L de diferentes grados. (API 5L, 2018; OCTALSTEEL, 2018).

Tabla 1

Composición química para la tubería PSL1 API 5L de diferentes grados con un espesor ≤ 25.0 mm (0.984”).

Grado del acero	%						
	C	Mn	P	S	V	Nb	Ti
	max	max	max	max	max	max	max
B	0.28	1.20	0.030	0.030	c,d	c,d	d
X42	0.28	1.30	0.030	0.030	d	d	d
X46	0.28	1.40	0.030	0.030	d	d	d
X52	0.28	1.40	0.030	0.030	d	d	d
X56	0.28	1.40	0.030	0.030	d	d	d
X60	0.28	1.40	0.030	0.030	f	f	f
X65	0.28	1.40	0.030	0.030	f	f	f
X70	0.28	1.40	0.030	0.030	f	f	f

Nota: c. Salvo si se acuerda lo contrario, $Nb + V \leq 0,06\%$.

d. $Nb + V + Ti \leq 0,15\%$.

f. Salvo si se acuerda lo contrario, $Nb + V + Ti \leq 0,15\%$.

Adaptado de (API 5L, 2018)

4. Mecanismos de daño y los modos de falla en las tuberías estudiadas

4.1 Mecanismos de daño

De manera general se conocen como procesos y fenómenos fisicoquímicos que resultan en la degradación de los activos en operación (Milar, s.f.). La susceptibilidad del activo, en este caso líneas de tuberías fuera de estación, a mecanismos de daños se ve influenciada por una serie de factores que incluyen, materiales de construcción, fluidos del proceso, condiciones de operación, ambiente externo, entre otros (Inspectioneering, 2023).

Entre los factores que pueden generar estos mecanismos de daño se tienen algunos que son de difícil prevención o control. El factor ambiental, el cual depende directamente de la zona de ubicación de las líneas, está sujeto a las fuerzas de la naturaleza como condiciones climáticas y geotécnicas que pueden provocar a daños directos a la integridad del activo, como ejemplo cercano se tiene el gasoducto que va desde Gibraltar hasta Bucaramanga, el cual pasa por zona montañosa susceptible a derrumbes (Cárdenas, 2008). Adicionalmente, a los mecanismos de daño producidos por fenómenos fisicoquímicos, se deben tener en cuenta las amenazas independientes relacionadas con terceros (ASME B31.8S, 2004). En general comprender los mecanismos de daño es importante para el análisis de la susceptibilidad del mismo, la selección de intervalos, ubicaciones y técnicas de inspección apropiados. La capacidad de tomar decisiones como ajustes en los parámetros de operación, selección de materiales que pueden eliminar o reducir la susceptibilidad a un mecanismo de daño específico. (Milar, s.f.).

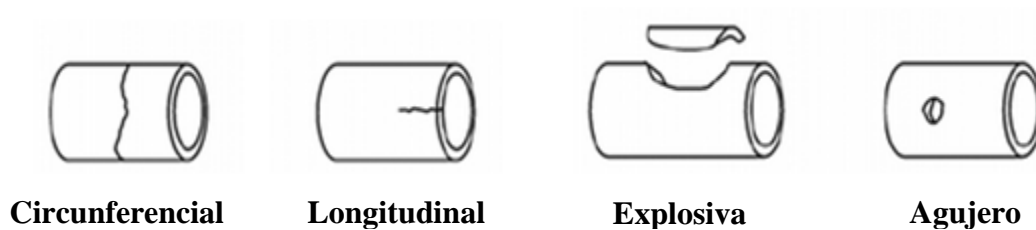
4.2 Modos de falla

El modo de falla se refiere a la forma en que un componente, sistema o material puede dejar de funcionar o funcionar de manera deficiente, en tuberías en servicio para el transporte de petróleo esto se refiere a la pérdida de capacidad de contención del fluido, que generalmente ocurre

debido a afectaciones en la integridad generada por los mecanismos de daño presentes en el activo. Algunos de los modos de falla asociados que suelen presentarse son Grietas o fracturas por agrietamiento, fracturas frágiles o dúctiles, agujeros, roturas, los cuales suelen tener una apariencia similar a la observada en la Figura 3. Comprender los modos de falla es importante para realizar un adecuado análisis de las consecuencias del daño y disponer de información para tomar decisiones respecto a los parámetros de operación y reparaciones adecuadas en el activo (ANSI/API 571, 2020).

Figura 3

Modos de fallas en tuberías



Nota: Adaptado de (Martinez Codina, Gomez , & De la Fuente, 2018)

4.3 Mecanismos de daño y modos de falla relacionados que se presentan frecuentemente en las tuberías de transporte de petróleo

En general un mecanismo de daño es un conjunto de condiciones que causa el deterioro o la afectación de un activo, mientras un modo de falla se refiere a como o de qué manera una componente sufre el daño. Teniendo en cuenta el objeto de estudio de este documento, es decir las tuberías en estado de servicio y en concordancia con la naturaleza de la operación, a continuación, se presentan los mecanismos de daño y modos de falla relacionados que se presentan con alta frecuencia en las tuberías de transporte de petróleo según el código API 571 (ANSI/API 571, 2020).

4.3.1 Corrosión Atmosférica

Este tipo de corrosión se produce generalmente por la humedad asociada a las condiciones atmosféricas. Los entornos marinos y húmedos, contaminados por el aire son mayormente susceptibles a este mecanismo de daño. Los entornos rurales con baja humedad provocan muy baja corrosión de este tipo. Comúnmente esta corrosión se da de manera general en todo el tramo de la tubería, causando corrosión localizada, como se observa en Figura 4, dependiendo del estado del revestimiento, si lo hay, y de la presencia de humedad. Los materiales frecuentemente afectados son acero al carbono, aceros de baja aleación y aluminio aleado con cobre. La velocidad de corrosión aumenta dependiendo de la temperatura del material, por encima de los 120 °C (250 °F), estas superficies suelen estar demasiado secas para que se produzca corrosión, a excepción de tener aislamiento térmico (ANSI/API 571, 2020).

Los factores más comunes que pueden aumentar el riesgo de corrosión atmosférica son:

- La falta de revestimiento, esta puede generar que la corrosión o pérdida de espesor sea de mayor extensión.
- La pérdida de metal, esta se debe a la formación de una distintiva cascarilla de óxido de hierro (óxido rojo) que puede no presentarse visiblemente, dificultando la identificación de la zona de corrosión.

Figura 4

Corrosión atmosférica característica en una tubería de acero al carbono



Nota: tomado de (ANSI/API 571, 2020)

4.3.2 Corrosión por Dióxido de Carbono (CO₂)

La corrosión por dióxido de carbono (CO₂) se da comúnmente en tuberías de acero al carbono, este tipo de corrosión se presenta generalmente en la parte interna de la tubería de transporte de petróleo, manifestándose en forma de corrosión generalizada, corrosión localizada o pitting, entre otros. Este fenómeno se debe a la reacción química entre el CO₂ disuelto en el fluido y el acero al carbono, el CO₂ se disuelve en el agua presente en el sistema, dando lugar a la formación de ácido carbónico (H₂CO₃); Este ácido es corrosivo y ataca la superficie del acero al carbono, disolviendo el hierro y formando productos de corrosión, como se presenta en la Figura 5. Con el tiempo este fenómeno puede llegar a agravarse hasta el punto de generar pérdidas de material que propician fallas de contención en la línea (ANSI/API 571, 2020) (Burkle, 2017).

- Los factores más comunes que pueden aumentar el riesgo de corrosión por CO₂ son: Las altas concentraciones de CO₂ en los yacimientos de petróleo y gas.

- La velocidad del flujo del fluido a través de las tuberías, a velocidades de flujo bajas, el CO_2 puede ser arrastrado con menor rapidez, aumentando la concentración local y, por lo tanto, aumentando la velocidad de corrosión.
- Las altas presiones y temperaturas influyen en el aumento de la velocidad de corrosión por CO_2 .
- El pH del sistema, debido a que la corrosión por CO_2 es más agresiva en sistemas con un pH ácido o ligeramente ácido.

Figura 5

Corrosión por CO_2 de una línea de producción de petróleo y gas de acero al carbono.



Nota: tomado de (ANSI/API 571, 2020)

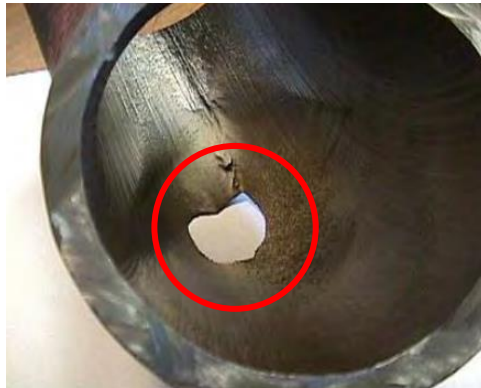
4.3.3 Corrosión por erosión

La corrosión por erosión es un fenómeno de eliminación mecánica de material superficial, se da como resultado del movimiento relativo o impacto de sólidos, líquidos, vapor o cualquier combinación de estos. El daño se produce cuando la erosión de partículas y/o la alta velocidad de flujo contribuyen a la corrosión, eliminando la película protectora al interior de la tubería acelerando la velocidad de corrosión (ANSI/API 571, 2020). Suele ser necesario controlar la erosión-corrosión de las tuberías de líquidos como crudo o lodos para mitigar el fallo prematuro

de la línea, señalado en la Figura 6, esto debido a la reducción del espesor de la pared. Siempre que se producen cambios en la dirección o velocidades de flujo como curvas, reducciones, obstrucciones o discontinuidades es posible que se produzca erosión-corrosión localizada. Existen múltiples herramientas de ayuda para la mitigación de la corrosión por erosión, el uso de inhibidores de corrosión, el control del tamaño de las partículas (granulométrica), la velocidad de flujo y el revestimiento interno de la tubería, entre otros, resultan ser factores relevantes para disminuir las afectaciones generadas por este mecanismo de daño; además de estos factores de proceso, existen otras alternativas externas para hacer frente a este fenómeno, como la sustitución periódica de componentes o el uso de placas de desgaste. (ASME, 2019)

Figura 6

Erosión de un codo de retorno de un calentador de coque como resultado de la alta velocidad de descoquización.



Nota: Nota: tomado de (ANSI/API 571, 2020)

4.3.4 Corrosión bajo tensión o Stress corrosión cracking (SCC)

La corrosión bajo tensión o SCC por sus siglas en inglés, es un fallo por agrietamiento de los materiales causado por la acción combinada de tensiones de tracción y ambientes corrosivos. El SCC se produce en diferentes materiales, como plásticos, aleaciones de Al, aleaciones de Cu, aleaciones de Mg, aceros al carbono, aceros inoxidable, Ti en combinaciones específicas de

material y entorno. En ocasiones, los entornos en los que se produce el SCC no son altamente corrosivos para los metales en cuestión, cuando se produce este fenómeno, el metal puede estar prácticamente intacto en la mayor parte de su superficie. La tensión que induce el SCC también suele ser muy inferior a la tensión de fallo del metal, es la combinación de material y entorno lo que provoca la falla en el material (NACE SP0204, 2015).

Existen diferentes mecanismos de daño asociados al SCC, uno de los frecuentemente presentado en relación con la naturaleza de la operación de extracción de hidrocarburos es:

4.3.4.1 Chloride Stress Corrosion Cracking (Cl⁻ SCC). También conocido como agrietamiento por cloruro, este inicia como un agrietamiento en la superficie del acero como se observa en la Figura 7, en particular el acero inoxidable de la serie 300 es altamente susceptible a la acción combinada de la temperatura y un entorno acuoso de cloruro. El contenido de cloruro, la temperatura, el pH, la tensión de tracción, la presencia de oxígeno y la composición de la aleación son factores críticos en el nivel de afectación generado por este mecanismo. El Cl⁻ SCC es causado por el ion cloruro inorgánico (Cl⁻), los cloruros orgánicos no causan directamente Cl⁻ SCC, pero pueden producir cloruros iónicos inorgánicos mediante procesos de hidrólisis o descomposición térmica (pirólisis). El aumento de temperatura incrementa el potencial de agrietamiento presente, esto siempre que los demás factores como tensión y solución acuosa de cloruro estén presentes simultáneamente, aunque existen excepciones en cuanto a temperaturas más bajas e incluso a temperatura ambiente, en particular con materiales muy trabajados en frío o sensibilizados, el agrietamiento suele producirse a temperaturas del metal superiores a unos 60 °C (140 °F), y la experiencia ha demostrado que ésta es una pauta útil de límite de temperatura para los equipos fijos de la industria (ANSI/API 571, 2020).

Entre los factores críticos que propician este fenómeno se tienen:

- El potencial de agrietamiento aumenta a pH más bajos; sin embargo, el SCC no suele producirse a valores de pH inferiores a 2 debido a que la tendencia al SCC por Cl⁻ disminuye hacia la región de pH alcalino.
- El esfuerzo de tracción puede ser aplicado o residual, el área de preocupación más común son las soldaduras sin alivio de tensión. Sin embargo, los componentes sometidos a grandes esfuerzos o trabajados en frío, como los fuelles de expansión, también son muy susceptibles de agrietarse.

Figura 7

Macrografía de grietas en el revestimiento de un tubo de acero inoxidable 316L en servicio.

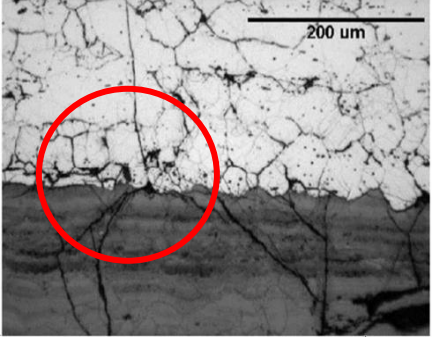

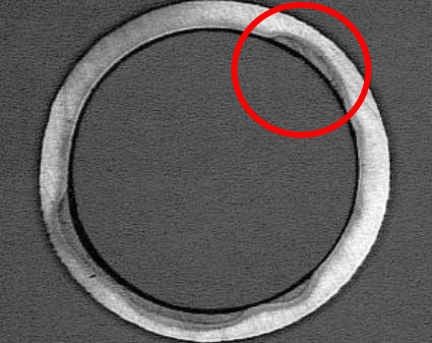



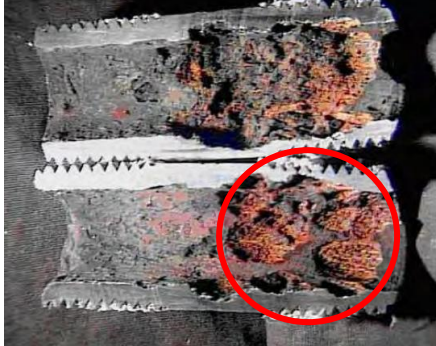

Nota: Tubo de acero inoxidable 316L en servicio de vapor a 230 °C (450 °F) mostrando grietas apretadas con un aspecto cuarteado o de tela de araña tomado de (ANSI/API 571, 2020).


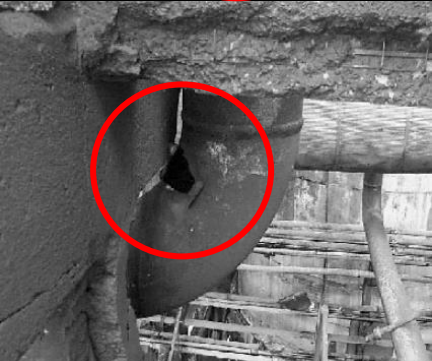
Siguiendo con el objeto de estudio de este documento y haciendo uso de las normas API 570 *Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*, API 571 *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry* y API 1160 *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*, se identificaron mecanismos de daño y modos de falla adicionales que pueden presentarse en tuberías de acero en servicio, para estos mecanismo se presenta la Tabla 2, en la que se hace una descripción del daño y se señala mediante sus siglas las técnicas de ensayos no destructivos (END) recomendadas en su inspección.

Tabla 2.

Mecanismos de daño y modos de falla comúnmente presentes en tuberías de acero.

Mecanismo de daño	Descripción	Modo de falla relacionado	Figura	END RECOMENDADO
Fragilización por alta temperatura	<p>Pérdida de ductilidad y tenacidad a la fractura debida a un cambio metalúrgico que puede producirse en los aceros inoxidable que contienen una fase ferrita como resultado de la exposición a temperaturas comprendidas entre 600 °F y 1000 °F (315 °C a 540 °C).</p> <p>Figura: Muestra de material agrietado con grietas intergranulares visibles en la microestructura, lo que sugiere una grave fragilización. (ANSI/API 571, 2020)</p>	-Agrietamiento		- No aplica
Fractura frágil	<p>Es la fractura rápida y repentina bajo tensión, ya sea residual o aplicada, en la que el material muestra poca o ninguna evidencia de ductilidad o deformación plástica. Un equipo potencialmente susceptible es aquel que contenga un defecto u otro concentrador de tensiones significativo.</p> <p>Figura: Tubería de acero al carbono de 20 pulgadas que falló durante la prueba hidrostática en las ranuras del diámetro exterior. (ANSI/API 571, 2020)</p>	-Fractura		-MT -PT -UT
Carburización	<p>Sucede cuando el carbono es absorbido por un material a temperatura elevada mientras está en contacto con un material carbonoso o ambiente de carburación. El acero carburizado es frágil y la carburación puede reducir (o eliminar) el espesor restante de la pared de metal sano. También puede reducir la resistencia a la corrosión del acero inoxidable.</p> <p>Figura: Carburización (zonas oscuras) de un tubo modificado con HP de un horno de etileno después de 3 años a 1900 °F (1040 °C). (ANSI/API 571, 2020)</p>	-Desprendimiento o pérdida de material -Agrietamiento		-UT -RT -EMAT -MFL -TOFD

Mecanismo de daño	Descripción	Modo de falla relacionado	Figura	END RECOMENDADO
Corrosión por Fatiga	<p>Fenómeno en el que las grietas se desarrollan bajo los efectos combinados de la carga cíclica y la corrosión. El número de ciclos de fatiga hasta el fallo se reduce debido a un entorno corrosivo, donde el agrietamiento suele iniciarse en una concentración de tensiones como una picadura en la superficie o corrosión localizada.</p> <p>Figura: Tubería de acero al carbono cortada por la longitudinalmente por mitad. La corrosión por fatiga inicia en el diámetro interior. (ANSI/API 571, 2020)</p>	-Agrietamiento		-VT -UT -PT -MT -PAUT -ECT -EMAT
Corrosión galvánica	<p>Corrosión acelerada que suele producirse en la unión de distintos metales con potenciales electroquímicos diferentes, esto cuando se juntan en un electrolito adecuado, como un entorno húmedo o acuoso o suelos que contienen humedad. Llega afectar todos los metales, excepto la mayoría de los metales nobles.</p> <p>Figura: Corrosión galvánica de una boquilla de acero al carbono en un recipiente de acero inoxidable. (ANSI/API 571, 2020)</p>	-Desprendimiento o pérdida de material -Agrietamiento		-VT -UT
Oxidación	<p>El oxígeno, presente con mayor frecuencia como componente del aire, reacciona con el acero al carbono y otras aleaciones a alta temperatura, convirtiendo el metal en cascarilla de óxido y reduciendo así el espesor de la pared metálica. Se ven afectados todos los materiales a base de hierro, incluidos el acero al carbono y los aceros de baja aleación.</p> <p>Figura: Oxidación del diámetro exterior de una línea de transferencia de acero al carbono. (ANSI/API 571, 2020)</p>	-Desprendimiento o pérdida de material		-VT -UT -EMAT

Mecanismo de daño	Descripción	Modo de falla relacionado	Figura	END RECOMENDADO
Corrosión por suelos.	<p>Es producida en metales por exposición directa al suelo, la gravedad de la corrosión es determinada por múltiples factores, como la temperatura de funcionamiento, la humedad y oxígeno presentes, la resistividad del suelo, capacidad de drenaje del agua, y el estado del revestimiento. Se deben combinar una serie de características para estimar la corrosión en un suelo concreto, como se indica en API 580 y API 581. Los suelos con alto contenido de humedad, alta concentración de sales disueltas y alta acidez suelen ser los más corrosivos.</p> <p>Figura: Corrosión de tuberías de acero al carbono en la interfaz suelo/aire donde la tubería emerge del subsuelo. (ANSI/API 571, 2020)</p>	-Desprendimiento o pérdida de material		<p>-VT (Desenterramiento)</p> <p>-PIGGING</p> <p>-ILI</p> <p>-GWT</p>
Sulfuración	<p>Corrosión del acero al carbono y otras aleaciones, resultante de su reacción con compuestos de azufre en ambientes de alta temperatura. Este mecanismo también se conoce como corrosión sulfídica. Debido a la superficie lisa, grande y relativamente uniforme corroída, producida por la sulfuración, puede conducir a un fallo de tipo rotura en lugar de una fuga localizada o por orificio.</p> <p>Figura: Fallo de sulfuración del codo de una tubería. (ANSI/API 571, 2020)</p>	-Rotura		<p>-VT</p> <p>-UT</p> <p>-RT</p> <p>-PIGGING</p> <p>-ILI</p>

Nota: Mecanismos de daño y modos de falla comúnmente presentes en tuberías de acero, adaptado de la norma API 571, API 1160 y

ASME B31.4.

5. Ensayos no destructivos mayormente utilizados para la inspección en servicio de tuberías en el transporte de petróleo.

La evaluación de la integridad de activos es fundamental para el correcto y continuo funcionamiento de la operación petrolera, garantizar un óptimo estado en servicio tiene incidencia directa en factores como los riesgos ecológicos, económicos y laborales. La forma en la que se realiza una evaluación de integridad de activos, en particular en las tuberías de transporte de petróleo, es por medio de inspección y diagnóstico del estado mecánico y de corrosión de las tuberías, incluyendo componentes no presurizados y su aptitud para el servicio de acuerdo con las condiciones de diseño y operación de la línea. Dentro del sistema de tubería de transporte también se tienen presentes los accesorios que estas pueden tener, como codos, tee y reducciones (API 570, 2016).

5.1 Ensayos no destructivos de uso tradicional para la inspección en servicio de tuberías utilizadas en el transporte de petróleo.

Las inspecciones a las líneas de tubería que van desde los pozos de extracción de crudo hasta los tanques de almacenamientos o estaciones de procesamiento se realizan en segmentos aéreos y enterrados, dependiendo del lugar de interés a inspeccionar. Al estar en servicio y encontrarse generalmente en zonas rurales o de difícil acceso, ya sea por condiciones geográficas o de seguridad, estas inspecciones se realizan por medio de ensayos no destructivos, los cuales al aplicarse con implementos y equipos de fácil transporte brindan información del estado mecánico y de integridad de la línea, la cual, al ser interpretada con las respectivas normas, según el activo, permiten dar un diagnóstico de la condición actual del segmento de interés.

Al tener en cuenta las recomendaciones de inspección dadas por la norma API, junto con los catálogos de servicios ofrecidos por empresas referentes en inspección END, los ensayos no

destructivos convencionales o de uso tradicional mayormente aplicados en la inspección de líneas de tuberías en servicio que se encuentran fuera de malla o fuera de estación son: inspección visual (VT), medición de espesores por ultrasonido (UT), radiografía industrial (RT), líquidos penetrantes (PT) y partículas magnéticas (MT) (API 570, 2016; ROSEN, 2023).

5.1.1 Inspección visual (VT)

Esta técnica se realiza con el fin de evaluar la condición externa de la tubería, tanto en tramos aéreos como enterrados a los que se les haya realizado un apique o desenterramiento. Es el método más simple, económico y es el primero a aplicar en una inspección, es una técnica que tiene en cuenta factores como la experiencia y conocimiento del inspector, además del ángulo de vista de observación, la fuente de iluminación y la orientación del activo inspeccionado. Generalmente se utilizan equipos ópticos auxiliares como lupas, microscopios para una mayor efectividad en la aplicación de la técnica, entre estos se destaca el boroscopio, el cual se usa para llevar la inspección a lugares de difícil acceso y cavidades estrechas (ASTM A802-95, 2015). La VT se efectúa con el objetivo de detectar superficialmente signos o señales de corrosión, daños mecánicos, como abolladuras, grietas u otras deformaciones que puedan afectar la superficie de la tubería. También se busca evaluar visualmente elementos adicionales a la tubería como espárragos, bridas y válvulas que se encuentren anexas a lo largo de la línea, verificando que estos elementos cumplan con los criterios establecidos por la normativa API 570 (API 570, 2016; API 574, 2009).

5.1.2 Medición de espesores por ultrasonido (UT)

Este método usa ondas acústicas de alta frecuencia superiores a los 20 KHz, en la parte alta del ultrasonido, entre los 500 KHz a 20 MHz. La energía acústica se introduce y se propaga a través de los materiales en forma de ondas, viajando por la pieza de interés con el fin de localizar anomalías estructurales dentro de esta tales como picaduras, huecos, inclusiones, grietas,

divisiones, etc. Si se presenta una discontinuidad (como una grieta) en la trayectoria de la onda, parte de la energía se reflejará hacia atrás desde la superficie de la discontinuidad. Este sistema de inspección consta de un pulsador/receptor el cual es un dispositivo electrónico capaz de convertir un pulso eléctrico de alto voltaje en energía mecánica en forma de vibraciones, a su vez, transforma la señal de onda reflejada por la pieza en una señal eléctrica para ser representada en una pantalla (ASTM E213, 2022); las ondas acústicas se reflejan a partir de los límites que se crean entre diferentes materiales, como las zonas de aire o líquido en el interior de la pared de la tubería (Evident, 2023).

La velocidad de transmisión de las ondas acústicas depende del material en inspección, comúnmente en materiales de alta dureza las ondas se propagan con mayor rapidez que en materiales blandos. Sin embargo, estas velocidades también se ven afectadas por variables como la temperatura, superficie de inspección y el tipo de acoplante utilizado, por lo que es recomendable calibrar a detalle el equipo de medición de espesores ultrasónico (Evident, 2023).

La toma de espesores en la tubería se realiza de acuerdo con los planes de inspección, según (API 570, 2016) la clave para un control eficaz de la corrosión de las tuberías es identificar y establecer la Ubicación de Medición Crítica o CML por sus siglas en inglés, los cuales son zonas designadas en el sistema de tuberías donde se realizan mediciones periódicas. Las mediciones de espesor por UT en puntos de inspección críticos de la tubería pueden promediarse si se realizan mediciones periódicas y se registran los datos de los mismos puntos durante períodos prolongados, con estos datos se pueden calcular con mayor precisión los índices de daños. Gracias a esto puede evaluarse con mayor efectividad el estado de integridad de la línea y definir los intervalos de inspección, los ensayos no destructivos adicionales a usar, cambios de tramo, reparaciones a

realizar, entre otros procedimientos que garantizan la correcta operación petrolera (API 570, 2016; API 574, 2009).

Para la representación y registro de los resultados de las técnicas UT existen tres métodos: A-SCAN, B-SCAN y C-SCAN.

La visualización típica de A-SCAN consiste en una serie de picos que representan la amplitud de la señal y su desplazamiento en función del tiempo. La amplitud, da una idea de las características de los defectos y el desplazamiento, la profundidad a la que se encuentran (EVIDENT & OLYMPUS, 2023). En el método B-SCAN se representa la profundidad y distribución del defecto en una sección transversal, es usado por detectores de defectos convencionales y medidores de espesores dedicados a la corrosión, el espesor es medido en función del tiempo o la posición mientras la sonda escanea la pieza para obtener el perfil de profundidad. La correlación entre los datos ultrasónicos y la posición en curso de la sonda permite obtener una visión proporcional que puede trazarse y habilita la capacidad para correlacionar y rastrear los datos de áreas específicas de la pieza bajo inspección (EVIDENT & OLYMPUS, 2023). Finalmente, el método C-SCAN o mapeo es el más popular y útil de sistemas de registro, entrega una presentación visual bidimensional de datos proyectados como una vista superior o plana de una pieza bajo ensayo. Presenta una similitud a nivel de la perspectiva gráfica con una imagen de rayos X, en donde los colores representan la amplitud de la señal controlada o la profundidad en cada punto de la pieza bajo ensayo mapeada hasta su posición (EVIDENT & OLYMPUS, 2023).

5.1.3 Inspección por radiografía industrial (RT)

Esta técnica permite la detección de discontinuidades externas e internas sin ser necesario el contacto directo con la pieza de interés esto haciendo uso de radiación de alta penetración con rayos x o gamma, en esta técnica se hace uso de indicadores de calidad de imagen son dispositivos

colocados dentro de una configuración radiográfica que indican si se ha logrado una cierta sensibilidad y definición de contraste en el resultado del ensayo, pese a esto, que los indicadores de calidad imagen demuestren el nivel de sensibilidad requerido no garantizan que se detecte un defecto de tamaño similar en una pieza de estudio, pero indican que se ha cumplido la calidad radiográfica (ASTM E94/E94M – 22, 2022).

La energía de los rayos X afecta la calidad de la imagen, generalmente, cuanto menor es la energía de la fuente utilizada, mayor es el contraste radiográfico alcanzado; sin embargo, se deben tener en cuenta otras variables, como la geometría de la pieza de interés y las condiciones de dispersión, que pueden llegar a anular la ventaja potencial de un mayor contraste. En todos los casos, la radiografía debe mostrar el nivel de calidad especificado en los indicadores de calidad de imagen. Normalmente se pueden obtener resultados satisfactorios para energías de rayos X entre 100 kV y 500 kV en un rango de 0.1 a 0.394 pulgadas de espesor del material teniendo en cuenta coeficiente de atenuación lineal (ASTM E94/E94M – 22, 2022).

Cabe recalcar que en ningún momento la tubería o pieza inspeccionada se ve afectada, los rayos x y gamma son radiaciones electromecánicas al igual que la luz visible y ultravioleta, los rayos usados en esta técnica presentan las menores longitudes de onda, lo que facilita la penetración en el material de inspección (GOMPLEWICZ, y otros, 2006).

La razón por la que esta técnica puede identificar discontinuidades se debe a que las radiaciones son absorbidas por la materia de la pieza de manera distinta para cada material, a mayor densidad y espesor del cuerpo irradiado mayor será la absorción, la diferencia de absorción que se producen permite la efectividad de la técnica (GOMPLEWICZ, y otros, 2006).

En la ejecución de este ensayo la radiación emitida se genera y proyecta a través de la pieza y se debe tener acceso a ambos lados de esta, ya que la radiación no absorbida pasa a través de la

pieza y se captura en una película o fotosensor, en la imagen obtenida el contraste generado resulta de la diferencia de absorción de la radiación del objeto, debido a las variaciones en la densidad, espesor, composición química del material, discontinuidades, entre otras (Chaverri-Quirós & Conejo-Solís, 2017).

En las líneas de tubería se realiza inspección por radiografías a tramos u zonas donde el inspector considera de interés, generalmente se realizan en zonas definidas como zonas de posibilidad de fluido apozado (piernas muertas, bolsillos y demás). Es responsabilidad del inspector realizar el análisis de la zona inspeccionada y concluir si esta se encuentra en buen estado o tiene indicaciones de corrosión. (API 570, 2016; API 574, 2009).

5.1.4 Líquidos penetrantes (PT)

El método de líquidos penetrantes resulta ser de gran utilidad para detectar discontinuidades como grietas, abolladuras, contracciones, laminaciones y fugas que están expuestas a la superficie. Puede usarse eficazmente en el examen de materiales metálicos no porosos, metales ferrosos y no ferrosos, y de materiales no metálicos como cerámica vidriada o completamente densificada no porosa, así como ciertos plásticos no porosos y vidrio. El método consiste en aplicar un líquido visible o fluorescente de manera uniforme sobre la superficie que se examina, permitiéndole entrar en las discontinuidades abiertas, después de un tiempo de permanencia adecuado, se debe eliminar el exceso de fluido en la superficie y aplicar un revelador para sacar hacia la superficie el líquido penetrante atrapado en la discontinuidad, para una prueba estándar, la temperatura del líquido penetrante y la superficie de la pieza de estudio debe estar entre 40 °F y 125 °F (4°C y 52°C). Si es realizado correctamente el resultado indicará la presencia, ubicación y, hasta cierto punto, la naturaleza y magnitud de las discontinuidades presentes superficialmente. (ASTM E165/E165M-23, 2023; E1417/E1417M – 21, 2021).

5.1.5 Partículas magnéticas (MT)

La técnica de partículas magnéticas indica la presencia de discontinuidades superficiales y cercanas a la superficie en materiales que pueden magnetizarse (ferromagnéticos), puede ser aplicada a piezas fundidas, forjadas y soldaduras, independientemente del tratamiento térmico o la falta de este. La técnica se basa en establecer un campo magnético con alta densidad de flujo en un material ferromagnético, las líneas de flujo se extienden cuando pasan a través de material no ferromagnético como el aire en una discontinuidad o una inclusión. Debido a que las líneas de flujo no pueden cruzarse, esta acción de dispersión puede forzar a algunas de las líneas de flujo a salir del material lo que se conoce como fuga de flujo, también es causada por la reducción del material ferromagnético (cambio de sección transversal), un cambio dimensional brusco o el final de la pieza de estudio. Si la fuga de flujo es lo suficientemente fuerte, las partículas magnéticas se mantendrán en un mismo lugar y será visible una acumulación ya que las partículas magnéticas quedarán retenidas en los lugares de fuga de flujo magnético. La pieza ferromagnética se magnetiza ya sea haciendo pasar una corriente eléctrica a través del material o colocando el material dentro de un campo magnético originado por una fuente externa, si una discontinuidad está orientada paralela a las líneas del campo magnético, esta puede ser indetectable, por lo tanto, puede ser necesario magnetizar la pieza o el área de interés dos o más veces secuencialmente en diferentes direcciones para inducir líneas de campo magnético en una dirección adecuada para realizar un examen adecuado (ASTM E709-21, 2021; ASTM E3024/E3024M-22a, 2022).

5.2 Ensayos no destructivos desarrollados recientemente para la inspección en servicio de tuberías utilizadas en el transporte de petróleo.

La constante actualización de tecnologías convencionales, junto con el estudio y desarrollo de nuevas tecnologías de métodos de ensayos no destructivos comprenden un gran avance en términos de asegurar la integridad y vida útil de los activos empleados en los diferentes procesos que se ven desarrollados en la industria del petróleo (ROSEN, 2023). A continuación, en la Tabla 3 se presentan las técnicas de END desarrolladas recientemente y que son usados para la inspección en servicio de tuberías de transporte de petróleo(ANSI/API 571, 2020; ROSEN, 2023).

Tabla 3

Técnicas de END desarrolladas recientemente mayormente utilizadas para la inspección en servicio de tuberías de transporte de petróleo.

Técnica END	Descripción	Aplicaciones	Normas o Referencias
<p>Transductor acústico electromagnético (EMAT)</p>	<p>Los transductores acústicos electromagnéticos son sondas que generan y detectan ondas mecánicas en estructuras conductoras y/o ferromagnéticas. En la mayoría de los casos, la tecnología EMAT se basa en dos fuerzas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fuerzas de Lorentz, o la interacción entre un campo magnético y corrientes inducidas en un material conductor. • Fuerzas magnetostrictivas, surgen de la capacidad de los materiales ferromagnéticos para deformarse según a la orientación de un campo magnético. <p>Un equipo EMAT consta de al menos dos elementos, una bobina y un generador de campo magnético el cual normalmente un imán permanente. El campo de alta frecuencia inducido por la corriente circulante interactúa con el campo magnético estático de baja frecuencia generado por el imán. Las técnicas EMAT muestran beneficios y ventajas sobre las técnicas ultrasónicas piezoeléctricas convencionales en aplicaciones especiales donde se desea flexibilidad en el tipo de generación del modo de onda y donde no se desea acoplamiento de fluido (ASTM E1962-19, 2019).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Son ser efectivas para detectar discontinuidades superficiales y cercanas a la superficie como grietas y pérdida de material. • Se deben considerar para cualquier aplicación donde las técnicas convencionales como PT y MT sean efectivas, pero no aplicables. • No necesita contacto, por esto es considerada para pruebas ultrasónicas donde las aplicaciones involucran exámenes de alta velocidad, ubicaciones remotas o peligrosas, objetos a temperaturas elevadas u objetos con superficies rugosas. 	<ul style="list-style-type: none"> • (ASTM E1774-17, 2022) • (ASTM E1962-19, 2019) • (ASTM E1816-18, 2022)
<p>Flujo magnético disperso (MFL)</p>	<p>Opera según los principios de rotura del flujo magnético, el sistema satura la tubería con flujo magnético longitudinal y, debido a que las anomalías en las tuberías causan cambios en el campo de flujo, estos cambios se interpretan como pérdida de metal (corrosión) y se informa como porcentaje de la pérdida del espesor la pared. También se informan otras anomalías como picaduras en las paredes de la tubería (Singh, 2017).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Funciona en tuberías secas o húmedas. • La capacidad del imán permanente es limitada a el espesor de la pared medida a aproximadamente 0,75 pulgadas (19,28 mm). • Los equipos de resolución estándar pueden llegar a entregar un factor de precisión de 15% a 20% y los equipos de alta resolución un factor del 10% a 20%. 	<ul style="list-style-type: none"> • (American Society of Mechanical Engineers (ASME), 2019) Section V. Nondestructive Examination. Article 16. Magnetic Flux Leakage (MFL) Examination. • (Carvalho et al., 2006)

Técnica END	Descripción	Aplicaciones	Normas o Referencias
			<ul style="list-style-type: none"> • (Singh, 2017)
Corrientes de Eddy o Foucault (ECT)	<p>Las corrientes de Eddy o Foucault son bucles de corriente eléctrica inducidos dentro de un metal por un campo magnético alternante, siguiendo la ley de inducción de Faraday, fluyen en bucles cerrados dentro de los conductores (es decir, el material de la tubería) en planos perpendiculares al campo magnético, sin embargo, pueden ser inducidas dentro de conductores estacionarios cercanos por un campo magnético alternante en el tiempo creado por un electroimán de corriente alterna o un transformador. La magnitud de la corriente en un bucle dado es proporcional a la intensidad del campo magnético, el área del bucle y la velocidad de cambio del flujo y es inversamente proporcional a la resistividad del material (Singh, 2017).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Esta técnica sin contacto es considerada un enfoque poderoso para las pruebas no destructivas de adelgazamiento de paredes de tuberías. • Se usa en la detección superficial y subsuperficial de discontinuidades y es útil para obtener información acerca de la conductividad, dureza, permeabilidad, condición de tratamiento térmico, condiciones metalográficas y clasificación de aleaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • (ASTM E376-19, 2019) • (ASTM E309, 2016) • (ASTM E3052, 2021)
Ondas guiadas (GWT)	<p>Este método de contacto directo está basado en las ondas de ultrasonido de baja frecuencia que se desplazan a lo largo de una extensa distancia sin sufrir gran pérdida de energía. Las ondas viajan dentro de la pared de la tubería siendo sensibles a las grietas, la pérdida de espesor y la corrosión presentes. Convencionalmente, el blindaje o abrazadera de las tuberías consiste en un único conjunto de transductores unidos a la tubería en forma de anillo, lo que hace posible realizar la detección de la corrosión y discontinuidades en las soldaduras con un alcance de hasta 90 metros en una única aplicación, es comúnmente utilizada para inspeccionar tubos a los que otros ensayos no destructivos no tienen acceso (Mirmahdi et al., 2023).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Es comúnmente utilizada para inspecciones de zonas de difícil acceso y zonas donde se encuentran largos tramos de tubería, especialmente en tuberías enterradas o con aislamiento. • Resulta eficaz en tramos donde se encuentran codos de tubería o cambios de dirección los cuales resultan ser de mayor complejidad que un tubo recto debido su curvatura y son de interés especial debido a las probabilidades de presentar corrosión por erosión. 	<ul style="list-style-type: none"> • (American Society of Mechanical Engineers (ASME), 2019) Section V. Nondestructive Examination. Article 19. Guided Wave Examination Method For Piping. • (ASTM E2775, 2016) • (Rose, 2002)
Phase Array (PAUT)	<p>El ultrasonido por arreglo de fases PAUT tiene el mismo principio de funcionamiento que el ultrasonido convencional, la diferencia radica en el tipo de palpador que utiliza el PAUT. Mientras el ultrasonido convencional utiliza un palpador monocristal con un solo diámetro fijo y ángulo que depende de la zapata a la que se acople, el PAUT utiliza de 16 a 256 cristales piezoeléctricos, permitiendo diferentes configuraciones para generar un rango de</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Usada en aplicaciones o tramos de especial interés, como aquellos donde ocurre un cambio de presión o cambios de dirección en la tubería. 	<ul style="list-style-type: none"> • (ASTM E2700, 2020) • (Kurz et al., 2012) • (Galán-Pinilla et al., 2021)

Técnica END	Descripción	Aplicaciones	Normas o Referencias
	<p>ángulos en la inspección con diferentes vistas de la indicación, (A-scan, B-scan, D-scan) (Kurz et al., 2012). El PAUT utiliza sondas de elementos múltiples, cada una ópera por separado bajo control de computadora con un retraso de tiempo, Si se sincronizan adecuadamente los retrasos para excitar los elementos, se puede producir y dirigir un haz de rayos con una trayectoria específica dentro de la pieza (Mirmahdi et al., 2023).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La detección de defectos en menor tiempo y la capacidad del haz de sonido para ser guiado, escaneado y enfocado electrónicamente da como resultado una técnica de gran confiabilidad y precisión en la tarea de detectar discontinuidades internas y externas, grietas y pérdida de espesor. 	
<p>Ensayo Holiday para la inspección de recubrimientos</p>	<p>Este ensayo implica verificar un circuito eléctrico para determinar si la corriente fluye y completa este circuito, esta prueba se usa para encontrar discontinuidades en la película de recubrimiento que no son fácilmente visibles, es un método rápido y seguro para determinar si hay poros, huecos o partículas metálicas que sobresalen a través del revestimiento de tuberías de película delgada (ASTM G62-22, 2022).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Detecta defectos como poros y huecos en recubrimientos de película delgada de 0,025 a 0,254 mm (1 a 10 mils) de espesor. • Es eficaz en películas de hasta 0,508 mm (20 mils) de espesor si se utiliza un agente humectante con agua. Sin embargo, se debe resaltar que este método no detectará puntos finos en el revestimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • (ASTM G62, 2023)
<p>Ultrasonido Time Of Flight Diffraction (TOFD)</p>	<p>El TOFD es una técnica ultrasónica destinada principalmente para examinar e inspeccionar soldaduras con cordones circunferenciales y axiales. Esta técnica es el resultado de la necesidad de dimensionar en tamaño real discontinuidades o defectos. Se basa en la ubicación de dos sondas acopladas en zapatas angulares, que se encuentran en paralelo y en la misma superficie, dichas sondas se encargan de generar un pulso ultrasónico desde el transductor emisor el cual es recibido por el transductor contrario o transductor receptor, En el momento en que el haz ultrasónico se encuentra con una discontinuidad se produce una difracción de la onda a medida que se lleva a cabo el recorrido de esta, al medir el tiempo de vuelo del pulso generado se puede calcular adecuadamente la profundidad de la discontinuidad presente, así mismo utilizando el tiempo de vuelo de las ondas difractadas se determina el tamaño y la posición de las discontinuidades presentes en la pieza o material en inspección (Olympus, 2022).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Puede ser ejecutado tanto de manera manual como de manera automatizada. • Generalmente los escáneres se desplazan en paralelo a la región de interés o la zona en la cual es más probable encontrar defectos o discontinuidades, permitiendo determinar la altura del defecto, así como su localización, la cual no depende de la orientación. 	<ul style="list-style-type: none"> • (ASTM E2373/E2373M, 2020) • (ISO 15626, 2023) Non-destructive testing of welds — Time-of-flight diffraction technique (TOFD) — Acceptance levels • (Jin et al., 2021)

Técnica END	Descripción	Aplicaciones	Normas o Referencias
<p>Pigging e ILI (In Line Inspection)</p>	<p>El Pigging o inspección con marrano inteligente es un método utilizado en prevención de la corrosión en el interior de las tuberías como plan de mantenimiento. En las tareas de limpieza de <i>pig</i> se encuentra la desparafinación, la desincrustación y la eliminación de hidratos. Además, se pueden utilizar cerdos selladores para deshidratar las tuberías después una prueba hidráulica y separar varios productos dentro la misma tubería (Sahhaf Naeini & Soorgee, 2021). Adicional a la limpieza, suele empear dispositivo de inspección en línea (ILI) destinado a inspeccionar la tubería haciendo uso de distintas técnicas incorporadas como MFL y UT (Amaya-Gómez et al., 2019).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tanto los pigs de limpieza como los de sellado se encuentran en cuatro formas, pigs de mandril, de espuma, de fundición sólida y esferas. • Las ILI's proporcionan información detallada sobre el estado interior y exterior de la tubería en función del espesor de pared restante, es aplicada en zonas de tubería enterrada o largos tramos de inspección. • Para tramos de tuberías antiguos que no cuenten con una ubicación definida, las ILI's resultan de utilidad para estimar el posible desplazamiento por movimientos de terreno. 	<ul style="list-style-type: none"> • (API 1163, 2021) In-line Inspection Systems Qualification Standard, Third Edition • (Zhang et al., 2021) • (Vanaei et al., 2017)
<p>Inspección realizada con los drones</p>	<p>Permite acceder y digitalizar espacios de difícil acceso en un tiempo bastante reducido. Mediante drones como el ELIOS 3 las inspecciones visuales se realizan sin necesidad de que los inspectores entren en contacto o tengan que entrar a espacios confinados, esta técnica reduce los tiempos y los riesgos que estas inspecciones conllevan(Flyability, 2023).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Inspecciones visuales y elaboración de modelos digitales de los activos. • Seguridad y reducción de tiempo en las inspecciones. • Toma de datos de manera eficaz y eficiente, mediante sensor Lidar y cámara 4K. 	<ul style="list-style-type: none"> • (Flyability, 2023)
<p>Sistemas portátiles de imágenes 3D</p>	<p>Los sistemas portátiles de imágenes 3D son herramientas que brindan resultados precisos y análisis en profundidad in situ, utilizan objetivos retrorreflectantes para orientar el escáner portátil en un sistema de coordenadas espaciales, utilizan un proyector láser con múltiples láseres, junto con dos cámaras montadas en el escáner portátil que detectan tanto los objetivos retrorreflectantes como las líneas láser(Givi et al., 2019).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Usada para la reconstrucción digital de activos. • Brinda un enfoque polivalente de la evaluación de daños superficiales para todo tipo de daños mecánicos, como corrosión, abolladuras y ranuras. 	<ul style="list-style-type: none"> • (Givi et al., 2019)

6. Conclusiones

El presente proyecto se basó en un estudio del estado del arte sobre los ensayos no destructivos (END) aplicados en la inspección en servicio de tuberías para el transporte de hidrocarburos, tomando en cuenta los materiales mayormente utilizados en su fabricación y los END que tradicionalmente han sido aplicados de forma masiva en su inspección, tanto a nivel superficial del material como a nivel subsuperficial e interno. Adicionalmente, se incluyeron los END avanzados, los cuales permiten obtener información de detallada, o específica, de áreas de especial interés en las tuberías, como cambios de orientación y zonas de difícil acceso (enterramientos).

La operación petrolera representa uno de los principales motores económicos al ser el producto de mayor porcentaje de exportaciones e ingresos fiscales en Colombia, debido a su relevancia, cada una de sus etapas de operación está estrictamente reguladas, estandarizadas y sujetas a múltiples normativas reconocidas internacionalmente como lo son los códigos propuestos por instituciones como *The American Society of Mechanical Engineers (ASME)* y los estándares y practicas recomendadas de inspección creadas por el *American Petroleum Institute (API)*. Los aceros al carbono son los principales materiales utilizados para la fabricación de líneas de tubería usadas en el transporte de petróleo, dependiendo de la etapa de la operación, llega a ser necesario la implementación del acero inoxidable como una alternativa para ambientes agresivos con mayor exposición a agentes corrosivos y exigentes condiciones de operación, adicionalmente materiales compuestos como las tuberías que utilizan polímeros reforzados con fibra de vidrio, también llamados GFRP, resultan de interés debido a su alta resistencia a agentes químicos. El código *ASME B31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries* recomienda el uso del acero al carbono API 5L para la fabricación de líneas de tubería fuera de malla o estación.

El American Petroleum Institute (API) ha desarrollado un documento guía el cual funciona como un soporte importante en la definición de los mecanismos de daño y los modos de falla relacionados que se presentan con mayor frecuencia en las tuberías estudiadas, permitiendo relacionar la recurrencia de estos según la naturaleza de la operación petrolera, vinculando directamente los materiales afectados y los posibles END aplicados en su inspección individual, incluyendo algunos de los END avanzados usados en la caracterización de muchos de estos daños.

Dentro de los ensayos no destructivos convencionales se identificó que la técnica mayormente aplicada en inspección de tuberías en servicio es la inspección visual, debido que, es el método más simple y económico de todos, sin embargo, presenta grandes limitaciones en cuanto a exactitud y sensibilidad por lo que es frecuentemente complementada con otros métodos, en su mayoría ultrasonido industrial y líquidos penetrantes. Los métodos modernos de END han ampliado las capacidades de inspección, proporcionando una evaluación más completa y precisa de la condición de las tuberías, entre ellos sobresalen ensayos como las ondas guiadas que permiten realizar inspecciones rápidas y eficientes en largos segmentos de tubería, o en segmentos de difícil acceso como tuberías enterradas o con aislamiento, pero que, pese a esto, aún tienen alta dificultad para su cuantificación o caracterización. Además, existen en la actualidad técnicas complementarias como ILI o inspección realizada con los drones que también permiten hacer barridos por largas distancias y brinda seguridad al inspector en zonas de difícil acceso social.

7. Recomendaciones

Para los proyectos a futuro relacionados con esta línea de investigación se recomienda contemplar la posibilidad de extender la investigación a otros activos de interés dentro de la industria del petróleo, como lo son las vasijas a presión, separadores trifásicos, scrubber's de gas, tanques de almacenamiento entre otros equipos que operan bajo condiciones específicas, lo cual propicia otros mecanismos de daño de interés diferentes a los contemplados en el presente documento.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. (2023, July 24). *Mapa de Tierras*.
<https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/mapa-de-tierras/>.
- Amaya-Gómez, R., Riascos-Ochoa, J., Muñoz, F., Bastidas-Arteaga, E., Schoefs, F., & Sánchez-Silva, M. (2019). Modeling of pipeline corrosion degradation mechanism with a Lévy Process based on ILI (In-Line) inspections. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 172, 261–271. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2019.03.001>
- American Society of Mechanical Engineers (ASME). (2019). ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section V-Nondestructive Examination. *ASTM*.
- ANSI/API 571. (2020). *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*.
- API 5L. (2018). *API SPECIFICATION 5L*.
- API 570. (2016). *Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*.
- API 574. (2009). *Inspection Practices for Piping System Components from IHS*.
- API 1163. (2021). API 1163 In-line Inspection Systems Qualification Standard, Third Edition. *API*.
https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20STD%201163&item_s_key=00465671
- ASME. (2019). *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries ASME Code for Pressure Piping, B31*. <http://go.asme.org/B31committee>.
- ASME B31.8S. (2004). Managing System Integrity of Gas Pipelines. B31.8S. American Society of Mechanical Engineers.

- ASTM E213. (2022). Designation: E213 – 22 Standard Practice for Ultrasonic Testing of Metal Pipe and Tubing 1. *ASTM Standards*. <https://doi.org/10.1520/E0213-22>
- ASTM A802-95. (2015). Standard Practice for Steel Castings, Surface Acceptance Standards, Visual Examination 1. *ASTM Standard Practice* . <https://doi.org/10.1520/A0802-95R15>
- ASTM E94/E94M – 22. (2022). Standard Guide for Radiographic Examination Using Industrial Radiographic Film. *ASTM*. https://doi.org/10.1520/E0094_E0094M-22
- ASTM E165/E165M-23. (2023). Standard Practice for Liquid Penetrant Testing for General Industry. *ASTM*. https://doi.org/10.1520/E0165_E0165M-23
- ASTM E309. (2016). Standard Practice for Eddy Current Examination of Steel Tubular Products Using Magnetic Saturation. *ASTM*. <https://doi.org/10.1520/E0309-16>
- ASTM E376-19. (2019). Standard Practice for Measuring Coating Thickness by Magnetic-Field or Eddy Current (Electromagnetic) Testing Methods. *ASTM*. <https://doi.org/10.1520/E0376-19>
- ASTM E709-21. (2021). Standard Guide for Magnetic Particle Testing. *ASTM*. <https://doi.org/10.1520/E0709-21>
- ASTM E1774-17. (2022). Standard Guide for Electromagnetic Acoustic Transducers (EMATs). *ASTM*. <https://doi.org/10.1520/E1774-17R22>
- ASTM E1816-18. (2022). Standard Practice for Measuring thickness by Pulse-Echo Electromagnetic Acoustic Transducer (EMAT) Methods. *ASTM*.
- ASTM E1962-19. (2019). Standard Practice for Ultrasonic Surface Testing Using Electromagnetic Acoustic Transducer (EMAT) Techniques. *ASTM*. <https://doi.org/10.1520/E1962-19>
- ASTM E2373/E2373M. (2020). Standard Practice for Use of the Ultrasonic Time of Flight Diffraction (TOFD) Technique. *ASTM*. https://doi.org/10.1520/E2373_E2373M-19

- ASTM E2700. (2020). Standard Practice for Contact Ultrasonic Testing of Welds Using Phased Arrays. *ASTM*. <https://doi.org/10.1520/E2700-20>
- ASTM E2775. (2016). Standard Practice for Guided Wave Testing of Above Ground Steel Pipework Using Piezoelectric Effect Transduction. *ASTM*. <https://doi.org/10.1520/E2775-16>
- ASTM E3024/E3024M-22a. (2022). *Designation: E3024/E3024M – 22a Standard Practice for Magnetic Particle Testing for General Industry*. https://doi.org/10.1520/E3024_E3024M-22A
- ASTM E3052. (2021). Standard Practice for Examination of Carbon Steel Welds Using An Eddy Current Array. *ASTM*. <https://doi.org/10.1520/E3052-21>
- ASTM G62. (2023). Standard Test Methods for Holiday Detection of Coatings used to Protect Pipelines. *ASTM*. <https://doi.org/10.1520/G0062-23>
- ASTM G62-22. (2022). Standard Test Methods for Holiday Detection in Pipeline Coatings. *ASTM*. <https://doi.org/10.1520/G0062-22>
- Bautista Mendoza, C. I. (2010). *Transporte de Hidrocarburos por Ductos Instituto Politécnico Nacional*.
<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/16467/Transporte%20y%20medici%C3%B3n%20de%20hidrocarburos.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Briggs, C. T. D. y S. J. (2012). Gestión y mitigación de los riesgos de la cadena de suministro de la industria petrolera aguas arriba: aprovechamiento del proceso de jerarquía analítica. *Revista Internacional de Perspectivas Empresariales y Económicas* .
<https://link.gale.com/apps/doc/A335522802/AONE?u=anon~9068b870&sid=googleScholar&xid=d2a4b50f>

- Burkle, D. P. (2017). Understanding the Formation of Protective FeCO₃ on to Carbon Steel Pipelines during CO₂ Corrosion.
- Calvet Madolell, C. (2006). *Caracterización mecánica de un acero inoxidable superferrítico mediante ensayos de punzonado (SPT)*.
<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/3015/54891-1.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Cárdenas, J. M. (11 de JULIO de 2008). Vanguardía. Obtenido de <https://www.vanguardia.com/economia/local/bucaramanga-tendra-gas-natural-garantizado-por-mas-de-15-anos-BVv1589>
- Carvalho, A. A., Rebello, J. M. A., Sagrilo, L. V. S., Camerini, C. S., & Miranda, I. V. J. (2006). MFL signals and artificial neural networks applied to detection and classification of pipe weld defects. *NDT and E International*, 39(8), 661–667.
<https://doi.org/10.1016/j.ndteint.2006.04.003>
- Chaverri-Quirós, & Conejo-Solís, M. A. (2017). Radiografía Industrial: comparación entre el método tradicional y digital empleando rayos X. *Revista Tecnología En Marcha*, 30(3), 119–128. <https://doi.org/10.18845/tm.v30i3.3278>
- Contratista, C., Delvasto, :, Echevarria, Y., & Asociados, Y. (2021). *RESULTADOS CONSULTORÍA: ESTUDIO ACERCA DE LA METODOLOGÍA PARA LA FIJACIÓN DE TARIFAS DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS DOCUMENTO PÚBLICO*.
https://www.minenergia.gov.co/documents/3134/Informe_P%C3%BAblico_Consultor%C3%ADa_Metodologia_Tarifaria_Oleoductos_vp.pdf
- E1417/E1417M – 21. (2021). Standard Practice for Liquid Penetrant Testing 1. *ASTM*.
https://doi.org/10.1520/E1417_E1417M-21E01

- EVIDENT, & OLYMPUS. (2023). *Tutorial sobre el ultrasonido multielemento (Phased Array): Índice de contenido.* <https://www.olympus-ims.com/es/ndt-tutorials/instrumentation/phased-array-scans/>
- Evident. (2023). Evident. Obtenido de <https://www.olympus-ims.com/es/ndt-tutorials/thickness-gauge/introduction/operation/>
- F. J. BELZUNCE. (2001). ACEROS Y FUNDICIONES- ESTRUCTURAS, TRANSFORMACIONES, TRATAMIENTOS TERMICOS y APLICACIONES. *Universidad de Oviedo.*
- Fiberspar LinePipe LLC, J., Burgoyne Fiberspar LinePipe Canada Ltd, J., Vela Fiberspar LinePipe LLC, D., & principal, O. (2023). *FIBERSPAR® LINEPIPE™ PRODUCTOS Y SERVICIOS Ventas en Latinoamérica Casa matriz de la compañía.* <https://www.nov.com/products/fiberspar-spoolable-fiberglass-pipe>
- Flyability. (2023). *UN DRON ÚNICO PARA INSPECCIONAR, MAPEAR Y REGISTRAR INTERIORES DESTINADOS A PROSPECCIONES.* <https://www.flyability.com/es/>
- Galán-Pinilla, C. A., Quintero-Ortiz, L. A., & Herrera-Ortiz, J. O. (2021). Caracterización dimensional con ultrasonido por arreglo de fases de discontinuidades inducidas en acero ASTM A36 mediante procesos de electroerosión y soldadura SMAW. *Revista UIS Ingenierías*, 20(3). <https://doi.org/10.18273/revuin.v20n3-2021010>
- Givi, M., Cournoyer, L., Reain, G., & Eves, B. J. (2019). Performance evaluation of a portable 3D imaging system. *Precision Engineering*, 59, 156–165. <https://doi.org/10.1016/j.precisioneng.2019.06.002>
- GOMPLEWICZ, D., RIMOLDI, C., RUBIO, L., DE LA PAZ ALONSO, M., CORDISCO, F., & TUJA, E. (2006). RADIOGRAFÍA INDUSTRIAL.

- Inspectioneering. (2023). Inspectioneering. Obtenido de <https://inspectioneering.com>
- ISO 15626. (2023). ISO 15626:2018 Non-destructive testing of welds — Time-of-flight diffraction technique (TOFD) — Acceptance levels. *ISO*. <https://www.iso.org/committee/48620.html>
- Jin, S. J., Sun, X., Luo, Z. B., Ma, T. T., & Lin, L. (2021). Quantitative detection of shallow subsurface cracks in pipeline with time-of-flight diffraction technique. *NDT and E International*, 118. <https://doi.org/10.1016/j.ndteint.2020.102397>
- Kazemi, Y., & Szmerekovsky, J. (2015). Modeling downstream petroleum supply chain: The importance of multi-mode transportation to strategic planning. *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, 83, 111–125. <https://doi.org/10.1016/j.tre.2015.09.004>
- Kurz, J. H., Jüngert, A., Dugan, S., & Dobmann, G. (2012). *Probability of Detection (POD) determination using ultrasound phased array for considering NDT in probabilistic damage assessments*. <http://www.ndt.net/?id=12667>
- Liu, G., Ayello, F., Vera, J., Eckert, R., & Bhat, P. (2021). An exploration on the machine learning approaches to determine the erosion rates for liquid hydrocarbon transmission pipelines towards safer and cleaner transportations. *Journal of Cleaner Production*, 295. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126478>
- Martinez Codina, Á., Gomez, P., & De la Fuente, G. (2018). Relación entre las causas y los modos de fallo de tuberías en la red de distribución de Canal de Isabel II en Madrid.
- Meléndez-pertuz, F., GONZALEZ Coneo, J., Comas-gonzalez, Z., Nuñez-perez, B., & VILORIA Molinares, P. V. (2017). Integridad estructural de tuberías de transporte de hidrocarburos: Panorama actual Structural integrity of pipelines for hydrocarbons transportation: Current scenario. In *Pág* (Vol. 38).

Milar, P. M. (s.f.). ASSET INTEGRITY MANAGEMENT HANDBOOK.

Ministerio de Minas y Energía. (2016). *Marco Normativo del Sector de Hidrocarburos*.

<https://Www.Eiticolombia.Gov.Co/Es/Informes-Eiti/Informe-2016/Marco-Legal-y-Regimen-Fiscal/Marco-Normativo-Del-Sector-de-Hidrocarburos/>.

Mirmahdi, E., Khamedi, R., Afshari, D., & Khosravi, M. (2023). Investigating the Effects of

Defects and the Effect of Geometric Anisotropy in Stainless Steel Pipes: Phased Array Ultrasonic Test, Sh-wave. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 100140.

<https://doi.org/10.1016/j.jpse.2023.100140>

MMTubería. (2023). *Las tuberías de acero al carbono y la transportación de gas*.

<https://Www.Mmtuberia.Com/Blog/Las-Tuberias-de-Acero-al-Carbono-y-La-Transportacion-de-Gas>.

NACE SP0204. (2015). “*Metodología de evaluación directa del agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC)*.”

OCTALSTEEL. (2018, August 25). *Línea de tuberías API 5L Especificaciones*.

<https://Www.Octalsteel.Com/Api-5l-Pipe-Specification>.

Rodríguez, C., González, R., & González, G. (2012). *Sistema Automatizado de Detección de*

Defectos en Piezas Metálicas mediante Ensayos No Destructivos con Ultrasonidos.

<https://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/90838/TesisCRG.pdf>

Rose, J. L. (2002). A baseline and vision of ultrasonic guided wave inspection potential. *Journal*

of Pressure Vessel Technology, Transactions of the ASME, 124(3), 273–282.

<https://doi.org/10.1115/1.1491272>

ROSEN. (2023). *SOLUCIONES DE INSPECCIÓN*. [https://www.rosen-](https://www.rosen-group.com/global/solutions/services/inspection.html)

[group.com/global/solutions/services/inspection.html](https://www.rosen-group.com/global/solutions/services/inspection.html)

- Sahhaf Naeini, H., & Soorgee, M. H. (2021). Experimental investigation on sphere pig movement in multiple thickness pipe. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 95. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104152>
- Singh, R. (2017). *Pipeline Integrity: Risk Management and Evaluation*. www.TechnicalBooksPDF.com
- SITEC. (2014, January). *¿Qué son las líneas de proceso en la industria petrolera?* <https://siteccarmen.com/lineas-de-proceso-en-la-industria-petrolera/>
- Sun, M., Fang, H., Miao, Y., Zhao, H., & Li, X. (2023). Experimental Study on Strain and Failure Location of Interacting Defects in Pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 107119. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2023.107119>
- Ternium. (2023). *Tubería y Perfiles Información técnica*. <https://ar.ternium.com/es/productos/tuberia>
- The Bogotá Post. (2019, May 28). *Market Watch: Las 10 principales exportaciones e importaciones colombianas*. <https://Thebogotapost.Com/Market-Watch-Top-10-Colombian-Exports-and-Imports/38414/>.
- Valora Analitik. (2023, January 20). *¿Qué le aporta el Grupo Ecopetrol a la economía de Colombia?* <https://Www.Valoraanalitik.Com/2023/01/20/Grupo-Ecopetrol-Lo-Que-Le-Aporta-a-La-Economia-de-Colombia/>.
- Vanaei, H. R., Eslami, A., & Egbewande, A. (2017). A review on pipeline corrosion, in-line inspection (ILI), and corrosion growth rate models. In *International Journal of Pressure Vessels and Piping* (Vol. 149, pp. 43–54). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2016.11.007>

- Vasco, G. (2023). Agencia Energética del Gobierno Vasco. Obtenido de <https://www.eve.eus/Conoce-la-Energia/Que-sabes-de/Los-Hidrocarburos?lang=es-es#:~:text=Se%20utiliza%20para%20infinidad%20de,%2C%20aislantes%2C%20pinturas%2C%20etc.>
- VQ INGENIERIA. (2021). *¿Qué relación tiene el precio del petróleo con la economía del país?* <https://www.vqingenieria.com/que-relacion-tiene-el-precio-del-petroleo-con-la-economia-del-pais>.
- Zhang, H., Qin, M., Liao, K., Wang, K., & He, G. (2021). Pipe-soil vibration characteristics of natural gas pipelines during the pigging process. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 95. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104148>