

**Generación de confiabilidad en sistema de tuberías a presión en plantas petroquímicas de
acuerdo con el código API 570**

Pedro Luis Anaya Verdugo

Asesora

Vivian Arroyo Páez

Universidad Nacional Abierta y a Distancia UNAD
Escuela de Ciencias Básicas, Tecnología e Ingeniería ECBTI

Ingeniería Industrial

2025

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a Dios, quien ha sido mi guía y fortaleza en todo momento, permitiéndome culminar este trabajo con éxito.

A mi esposa Angie Vannesa Soto y a mi hermana Karen Anaya, gracias por su apoyo incondicional y entusiasmo constante. Su presencia ha sido fundamental para mantenerme motivado y enfocado en mi objetivo.

A mis padres y hermanas, gracias por la confianza que siempre han depositado en mí y por ser una fuente de motivación continua. Su apoyo ha sido esencial para superar los desafíos que se presentaron en este camino.

A mis hijos, quienes son el motor de mi vida, gracias por ser mi inspiración y razón de ser. Su amor y sonrisas han sido el combustible que me ha impulsado a seguir adelante.

A los profesores de la Universidad Nacional Abierta y a Distancia (UNAD), gracias por su orientación y guía a lo largo de este proceso. Su dedicación y conocimiento han sido cruciales para mi crecimiento académico.

Finalmente, a la institución universitaria UNAD, gracias por brindarme la oportunidad de desarrollarme como ingeniero. La experiencia y los conocimientos adquiridos en esta institución han sido fundamentales para mi formación profesional.

Gracias a todos por ser parte de este viaje. Su apoyo ha sido invaluable.

Resumen

La normativa o estándares API, que por sus siglas en inglés significa “American Petroleum Institute” o en español “Instituto Americano del Petróleo”, rigen a las industrias del petróleo y químicas a nivel internacional. Por tal razón, la presente investigación se centrará en el API 570 (Código de inspección de tuberías: Inspección en servicio, calificación, reparación y alteración de sistemas de tuberías), cuya función principal es la de mantener la integridad y la confiabilidad de las tuberías y accesorios metálicos y de plásticos sometidos a presión, puestos en servicio en plantas de procesos químicos y de hidrocarburos. Asimismo, identificar cómo mantener en buenas condiciones los sistemas de tuberías y sus componentes a la hora de realizar inspecciones en servicio, evaluaciones en los puntos de monitoreo y guías de reparaciones o alteraciones, con la finalidad de obtener confiabilidad en los procesos y así mitigar los riesgos asociados a la puesta en servicio y garantizar que no se conviertan en un peligro para las personas, el medio ambiente y los bienes de las empresas, garantizando que las instalaciones puedan seguir operando por un largo tiempo de manera segura. El trabajo se llevará a cabo a través de un estudio de revisión bibliográfica que consta de tres fases, distribuidas de la siguiente forma: 1) Selección del problema a estudiar; 2) Selección de artículos indexados, material bibliográfico y estado del arte que permita el desarrollo de la monografía; 3) Desarrollo de los objetivos.

Palabras clave: Integridad, Confiabilidad, riesgo, API 570, tuberías a presión, inspección, plantas petroquímicas, RBI, códigos y normas.

Abstract

The API standards, which stand for “American Petroleum Institute,” govern the oil and chemical industries at an international level. For this reason, the present research will focus on API 570 (Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems), whose main function is to maintain the integrity and reliability of metallic and plastic piping and fittings subjected to pressure and placed into service in chemical and hydrocarbon processing plants. Likewise, it aims to identify how to keep piping systems and their components in good condition when performing in-service inspections, evaluations at monitoring points, and implementing repair or alteration guidelines, with the purpose of achieving process reliability, mitigating risks associated with operation, and ensuring that these systems do not pose a danger to people, the environment, or company assets. This ensures that facilities can continue operating safely over a long period. The study will be carried out through a bibliographic review divided into three phases, distributed as follows: 1) selection of the problem to be studied, 2) selection of indexed articles, bibliographic material, and state of the art that supports the development of the monograph, and 3) development of the objectives.

Keywords: Integrity, Reliability, Risk, API 570, Pressure piping, Inspection, Petrochemical plants, RBI, Codes and standards.

Tabla de contenido

Introducción	13
Planteamiento del Problema	14
Justificación	17
Objetivo General	19
Objetivos Específicos	19
Marco de Referencia	20
Marco Conceptual	20
Tuberías Industriales	20
Evaluación por Fitness-For-Service.....	20
Flaw 21	
Inspección.....	21
Sistema de Tubería	21
Marco Teórico	21
Corrosión 21	
Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)	23
Inspección Basada en Riesgo RBI	24
Código API 570.....	25
Marco Legal	26

Normativa API	26
Normativa ASM	27
Metodología	28
Enfoque y Alcance.....	28
Criterios de Selección de la Información.....	30
Desarrollo de los Objetivos	31
Tipos de Inspección de Acuerdo con el Código API 570	31
Inspección Visual Interna	31
Inspección On-stream	32
Inspección por Medición de Espesores	32
Ensayo no Destructivo (END)	32
Técnicas de Cribado Cualitativo	34
Examen de Onda Guiada	34
EMAT (Transductor Acústico Electromagnético).....	34
Onda Lamb.....	34
Inspección Visual Externa.....	34
Inspección de Tuberías por Vibración	35
Inspección Complementaria.....	36

Mecanismos de Daño y los Modos de Falla que se Presentan con Mayor Frecuencia en las Tuberías en la Norma API 570	38
Mecanismos de Daño	38
Modos de Falla.....	38
Pérdida de Metal Localizada y Generalizada	39
Agrietamiento Conectado a la Superficie	56
Agrietamiento Subsuperficial.	63
Formación de Microfisuras y Microhuecos a Alta Temperatura y Eventual Macroagrietamientos	65
Cambios Metalúrgicos.....	67
Formación de Ampollas (Blistering)	71
Áreas de Deterioros para Sistemas de Tuberías	72
Corrosión Localizada y Específica del Servicio	75
Metodología que Garantiza la Confiabilidad en Sistemas de Tuberías a Presión, Aplicando las Recomendaciones del Código API 570.	81
Evaluación Inicial del Riesgo	81
Plan de Inspección	84
Evaluación de la Integridad	88
Reparación y Alteración	94

Gestión de Cambios (MOC)	102
Conclusiones	110
Recomendaciones.....	112
Referencias Bibliográficas	114

Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Resumen de Requisitos de Reparación y Alteración</i>	96
Tabla 2 <i>Resumen de Métodos de Reparación por Soldadura</i>	97
Tabla 3 <i>Resumen de Reparaciones sin Soldadura</i>	98
Tabla 4 <i>Requisitos para Soldadura y Hot Tapping</i>	99
Tabla 5 <i>Requisitos de Pre calentamiento y PWHT</i>	101

Lista de Figuras

Figura 1 <i>Inspección visual en interior de tuberías mediante cámaras de videos</i>	31
Figura 2 <i>Aplicación de líquidos penetrantes a soldaduras en tuberías</i>	33
Figura 3 <i>Radiografía tangencial de espesores a conexión de tubería de ¾</i>	33
Figura 4 <i>Inspección visual a conexión de tubería de ¾</i>	35
Figura 5 <i>Fallo por sulfidación en un codo de tubería</i>	40
Figura 6 <i>Falla por sulfidación debido a bajo contenido de silicio en una tubería de 8" en efluentes de FCC, operando a 150 psig (1 MPa) y 650-700 °F (340-370 °C)</i>	41
Figura 7 <i>3 y 4 velocidad de corrosión de acero al carbono en proceso de desulfuración con presencia de H₂/H₂S</i>	42
Figura 8 <i>Oxidación de una tuerca de acero al carbono sobre un perno de acero inoxidable a 1300 °F (705 °C)</i> 8.2.3.4. <i>Corrosión inducida microbiológicamente (MIC)</i>	44
Figura 9 <i>MIC en un tanque de Diesel</i>	45
Figura 10 <i>Daño por erosión-corrosión debido a NAC en una curva de 10 pulgadas de 5Cr-½Mo ubicada en la salida de un calentador de vacío en una unidad de destilación al vacío</i>	46
Figura 11 <i>Corrosión severa por NAC en bandejas y campanas de burbujeo fabricadas</i>	47
Figura 12 <i>Corrosión galvánica de una boquilla de acero al carbono en un recipiente de acero inoxidable en servicio de agua caliente</i>	48
Figura 13 <i>Erosión-corrosión de un impulsor de hierro fundido ASTM A48 Clase 30 en una bomba de agua reciclada</i>	49
Figura 14 <i>Corrosión atmosférica de una línea de GLP en proximidad cercana a una torre de enfriamiento</i>	50
Figura 15 <i>Corrosión del agua de enfriamiento en el interior de un tubo intercambiador de calor de acero al carbono que funciona a 85 °F (30 °C)</i>	52

Figura 16 <i>Corrosión de la tubería de acero al carbono en la interfaz suelo/aire donde la tubería emerge del subsuelo</i>	53
Figura 17 <i>Corrosión por bisulfuro de amonio en un codo CS de 2 pulgadas y una sección recta en una línea SW que sale del separador de alta presión (HPS) frío en una unidad HDT</i>	54
Figura 18 <i>Corrosión por CO₂ de una línea de flujo de producción de petróleo y gas de acero al carbono</i>	56
Figura 19 <i>Grieta por fatiga en una soldadura de tubería a codo de 16 pulgadas en la línea de llenado de un tanque de almacenamiento de petróleo crudo después de 50 años de servicio</i>	57
Figura 20 <i>Grietas por fatiga térmica en el interior de una tubería de acero inoxidable de pared gruesa aguas abajo de la inyección de H₂ del enfriador en una línea de hidrocarburos calientes</i>	59
Figura 21 <i>Depósitos de identificación en el tubo de caldera de acero al carbono con daños debidos a la corrosión cáustica</i>	60
Figura 22 <i>Inspección con líquidos penetrantes (PT) que muestra un extenso SCC de PTA en el exterior alrededor de las soldaduras</i>	62
Figura 23 <i>Grietas externas en tubos de instrumentos de acero inoxidable tipo 304 debajo del aislamiento</i>	63
Figura 24 <i>Amplio abombamiento de hidrógeno en la superficie interior de un recipiente a presión de acero</i>	65
Figura 25 <i>Un par de secciones de tubería con bridas de C-1/2Mo de 10 pulgadas (SA335-P1 y SA234-WPI).....</i>	66
Figura 26 <i>Una fotomicrografía de la superficie interior de la tubería de la Figura 21 que muestra la descarburación completa de la estructura original. Aumento 200X.....</i>	67

Figura 27 *Se abrió una grieta a lo largo del borde de baja temperatura de la ZAT cuando se sometió una pieza de acero grafitizado a una prueba de flexión. La escala de la fotografía está en décimas de pulgada..... 68*

Figura 28 *(a) Agrietamiento debido a HE de un tubo de acero de alta resistencia. (b) Grieta intergranular que emana de la superficie del tubo..... 71*

Introducción

La generación de confiabilidad en sistemas de tuberías a presión en plantas petroquímicas es un tema de vital importancia en la industria moderna, donde la seguridad y la eficiencia operativa son primordiales. La presente monografía de grado se centra en la aplicación del Código API 570, que establece directrices para la inspección, mantenimiento y reparación de tuberías a presión, asegurando que estas estructuras críticas operen dentro de los parámetros de seguridad y rendimiento establecidos. Las plantas petroquímicas, al manejar sustancias potencialmente peligrosas bajo condiciones de alta presión, requieren un enfoque riguroso en la gestión de la integridad de sus sistemas de tuberías. El API 570 proporciona un marco normativo que no solo promueve la seguridad de las operaciones, sino que también optimiza la vida útil de las instalaciones mediante prácticas de mantenimiento adecuadas y la identificación temprana de fallas. Este trabajo explora, en primer lugar, los principios fundamentales del Código API 570 y su relevancia en la generación de confiabilidad. A continuación, se analizarán las metodologías de inspección y mantenimiento recomendadas, así como su impacto en la reducción de riesgos operativos y la mejora de la eficiencia.

A través de este estudio, se buscó contribuir al entendimiento de cómo la aplicación de normas técnicas puede transformar la gestión de tuberías a presión, promoviendo un entorno de trabajo más seguro y eficiente en el sector petroquímico.

Planteamiento del Problema

A lo largo de los años las empresas e industrias petroquímicas se han caracterizado por la explotación y el uso de hidrocarburos, combustibles y materias primas para la elaboración de productos a nivel nacional e internacional, destacándose como una de las principales fuentes de economía de algunos países, en este sentido se empieza a usar las tuberías industriales como alternativa para el transporte de estas sustancias petroquímicas, sin embargo, después de ser puestas en servicio y con el paso de los años empiezan a sufrir daños y fallas por deterioro en sus sistemas, lo cual representa un problema inminente que puede afectar el medio ambiente, los activos de empresas y trabajadores, debido a explosiones y derrame de sustancias químicas, pérdidas económicas, e incluso afectación a la salud o pérdida de la vida humana. “En Colombia, los casos de emergencia que involucran este tipo de sustancias aumentan año tras año según las estadísticas de los centros de información para situaciones de emergencia con productos químicos” (Ministerio del Medio Ambiente, 2004)

Por lo anterior es importante mencionar que estos sistemas de tuberías se encuentran puestos en servicio en ambientes hostiles que aumentan el deterioro por diferentes factores, así mismo, por el paso de los años, se presenta un aumento en el daño de sus propiedades mecánicas por envejecimiento. Lo cual para la mayoría de las empresas ya sea por falta de presupuesto o de infraestructura deben prolongar su uso por el mayor tiempo posible.

Berdal menciona que, unos de los retos que enfrenta la industria es el control de la corrosión; la humedad y la contaminación del ambiente han sido suficientes elementos para que las estructuras metálicas se vean afectadas por el cáncer de la corrosión, y gracias a la falta de mantenimiento han colapsado estructuras, se han visto fugas en la industria del petróleo y grandes catástrofes; (Reyes, 2019) como cito en Berdal 2015).

En consecuencia, surge la importancia de detectar a tiempo los diferentes daños producidos a las tuberías industriales en servicio y prevenir consecuencias mayores, en este sentido existen programas de inspección de tuberías, cuya función principal es detectar daños como lo pueden ser la corrosión, fisuras, desgaste o adelgazamientos de la tubería, entre otros, para ello es importante

Contar con personal especializado en el área de mantenimiento haciendo sistemas de inspección a las tuberías constantemente, con conocimiento de las normas que la regulan, existen diferentes normas nacionales e internacionales que cada empresa adopta para la inspección de estas tuberías de acuerdo a sus necesidades, sin embargo, no suele ser suficientes para generar una confiabilidad desde el área de mantenimiento, en este sentido, se aborda uno de los códigos más importantes para las inspección de tuberías, promovido por la asociación API lo que en sus siglas en ingles significa (American Petroleum Institute) específicamente el API 570 (Código de inspección de tuberías: Inspección en servicio, calificación, reparación y alteración de sistemas de tuberías). este código de inspección API 570 “cubre procedimientos de inspección, clasificación, reparación y alteración para sistemas de tuberías metálicas y de plástico reforzado con fibra de vidrio (FRP) y sus dispositivos de alivio de presión asociados que se han puesto en servicio” (API, 2021)

Así mismo el código describe los requisitos mínimos y las diferentes directrices para mantener en óptimas condiciones la integralidad de los sistemas de tuberías después de ser puestos en servicio, por lo tanto, como se mencionó anteriormente, el no conocimiento y no puesta en marcha del presente código en los sistemas de inspección de tuberías representa un problema inminente tanto para la plata como para para usuarios internos y externos, causando daños irreparables.

Por tal razón estos sistemas de tuberías deben estar en óptimas condiciones tanto internan como externamente y así poder prestar un buen servicio, con el fin de garantizar la integridad y confiabilidad metalmeccánica de los diferentes sistemas de tubería, teniendo en cuenta que a raíz de su utilización y del paso del tiempo son sometidos a diferentes riesgos, con altas probabilidades de ocurrencia y diferentes consecuencias las cuales se pueden traducir en lesiones, así mismo daños materiales y medio ambientales, que pueden ser prevenidos de acuerdo al código API 570.

Formulación del Problema

¿Cuál es la importancia de garantizar la confiabilidad en sistemas de tuberías a presión en plantas petroquímicas de acuerdo con las recomendaciones del código API 570?

Justificación

La presente monografía es de suma importancia teniendo en cuenta el problema abordado, pues diferentes autores se refieren a la confiabilidad como la seguridad en la utilización de los recursos en los sistemas de procesos industriales de acuerdo a esto Según el autor Heinz P. Bloch en su libro *Practical Machinery Management for Process Plants* “valora la confiabilidad como un componente fundamental para el éxito a largo plazo de las operaciones industriales, y aboga por la adopción de estrategias de mantenimiento proactivas y centradas en la confiabilidad para garantizar la integridad y el rendimiento óptimo de los equipos industriales” (Bloch, 2012)

Por tal razón las actividades que lleven al aseguramiento de la confiabilidad en los sistemas de tuberías juegan un papel muy importante, para prevenir y así mismo predecir fallas prematuras, por este motivo es necesario hacer uso de procedimientos reconocidos y probados con personal calificado, soportadas en códigos y estándares establecidos durante el proceso de inspección de tuberías y componentes a presión, de aquí la importancia de analizar el código API 570 aplicado a los procesos de Inspección en servicio, calificación, reparación y alteración de sistemas de tuberías para obtener procesos seguros y confiables durante un tiempo determinado.

En consecuencia, es importante comprender la norma a la hora de realizar las diferentes inspecciones con el fin de que se garantice la confiabilidad, la integralidad y disminución del riesgo, que se necesita para determinar y mantener la integridad continua de los sistemas de tuberías. Cabe resaltar que es importante entender las evaluaciones como resultado de las inspecciones realizadas bajo el código API 570 ya que estas deben ser razonablemente precisas y oportunas para poder determinar condiciones relevantes en las tuberías a presión puedan llegar a comprometer la confiabilidad y aumentar el riesgo de los activos, para ello es importante

identificar las acciones preventivas que aseguran la integridad sobre un tiempo determinado en las tuberías a presión en las plantas petroquímicas.

Por otra parte, para el presente documento es importante poder determinar la periodicidad con la que se debe ejecutar esta metodología en las tuberías a presión, este código acoge el resultado de la metodología RBI (inspección basada en riesgo) permite identificar, evaluar y mapear los riesgos de los equipos en este caso el sistema de tuberías que pueden llegar a ocasionar daños y comprometer la integridad de la planta y equipos.

De acuerdo con lo anterior “La inspección regular de tuberías de acuerdo con estándares como el API 570 es crucial para identificar y mitigar los riesgos de integridad que podrían poner en peligro la seguridad y el rendimiento de las instalaciones”. (Flechas, 2019)

Ahora bien la presente monografía se realiza en virtud de la necesidad de generar conocimiento sobre el problema abordado, la cual se realizara a través de un estudio de revisión bibliográfica que sirva como base para el repositorio de la universidad y futuras investigaciones, para estudiantes y personal relacionados con el área de inspección a tuberías y componentes a presión en servicio además de resaltar que es importante para los futuros estudiantes de ingeniería tener acceso y conocimientos sobre este código ya que puntualmente nos encontramos ubicados en una zona donde radican diferentes plantas petroquímicas como Ecopetrol, Esentia (antes Propilco), Yara Colombia, Orbia (antes Mexichem) entre otras, las cuales se rigen bajo estos códigos y sus profesionales en las áreas de mantenimiento y confiabilidad deben tener conocimiento sobre estos, cabe recalcar que el acceso a estos códigos y normas es difícil acceso, ya que para adquirirlo se deben pagar por eso los estudiantes investigan muy poco sobre el tema.

Objetivos

Objetivo General

Determinar los factores relevantes del código API 570 para la generación de confiabilidad, integridad y disminución del riesgo en tuberías y componentes a presión, bajo metodologías e inspección descritas en el código a través de una revisión bibliográfica.

Objetivos Específicos

Identificar los tipos de inspección que se realizan de acuerdo con el código API 570.

Definir 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 570 y recursos bibliográficos complementarios.

Determinar la metodología que garantiza la confiabilidad en sistemas de tuberías a presión, aplicando las recomendaciones del código API 570.

Marco de Referencia

Marco Conceptual

Tuberías Industriales

Para el presente trabajo es importante mencionar el concepto de tuberías industriales, puesto que el problema central se basa en inspección y daños a tuberías industriales en planta petroquímicas en este sentido “la tubería es un conducto que cumple la función de transportar agua u otros fluidos. Se suele elaborar con materiales muy diversos. También sirven para transportar materiales que, si bien no son propiamente un fluido, se adecuan a este sistema” (blog, 2020) de acuerdo con lo anterior son utilizadas para trasportar diferentes materiales o líquidos de acuerdo con la producción de cada empresa así mismo se pueden dar de diferentes materiales.

Es una inspección visual realizada desde el exterior de un sistema de tuberías para localizar problemas externos que podrían afectar la capacidad de los sistemas de tuberías para mantener la integridad de la presión. Las inspecciones externas también tienen como objetivo, encontrar condiciones que comprometan la integridad del revestimiento de pintura y del aislamiento térmico, las estructuras de soporte y accesorios (por ejemplo, stanchions, soportes para tuberías, patín, colgantes, instrumentos y conexiones de derivaciones pequeñas). En este sentido es “la cuantificación de la corrosión presente en la superficie externa de tuberías en servicio en los oleoductos y gasoductos.” (Mendoza González, 2010)

Evaluación por Fitness-For-Service

Es una metodología de ingeniería mediante la cual las fallas y otros deterioros o daños contenidos dentro de los sistemas de tuberías son evaluado para determinar la integridad

estructural de la tubería para un servicio continuo “el cual se define como un análisis cuantitativo y estandarizado para determinar si un equipo es confiable y seguro para operar bajo condiciones específicas en un periodo de tiempo determinado.” (Retamales, 2018)

Flaw

Es una imperfección en un sistema de tuberías generalmente detectada por NDE (Ensayo no Destructivo) que puede o no ser un defecto dependiendo de los criterios de aceptación aplicados. (API 570)

Inspección

Es la evaluación externa, interna o en servicio (o cualquier combinación de las tres) de la condición de la tubería realizada por el inspector autorizado o su designado. En este sentido la importancia de inspección para así poder “determinar el estado de tuberías y equipos a presión con objeto de evaluar su idoneidad para el servicio continuo así, pueden evitarse fallos en servicio derivados de mecanismos de degradación”. (Prieto, 2017)

Sistema de Tubería

Es un conjunto de tuberías interconectadas que normalmente están sujetas a la misma (o casi la misma) composición del fluido de proceso y/o condiciones de diseño.” Ap1 570.

Marco Teórico

Corrosión

La corrosión constituye un proceso natural de considerable impacto económico y perjudicial en la mayoría de los sectores críticos de la industria. La comprensión precisa de los gastos ocasionados por la corrosión ha atraído significativo interés por parte de científicos e ingenieros especializados a lo largo de numerosas décadas. La realización de un análisis exhaustivo de los costos asociados a la corrosión entre diversas ramas industriales o sectores

empresariales proporciona la oportunidad de identificar problemáticas recurrentes, así como de destacar mejores prácticas en el manejo efectivo de la corrosión (NACE, 1984).

Para poder hacerle frente, es importante conocer su naturaleza, según R. Winston Revie y Herbert H. Uhlig, la corrosión surge de una reacción química y electroquímicas entre un metal o aleación metálica y su entorno, resultando en daño destructivo. Los átomos metálicos existen en compuestos químicos naturales, como minerales. La energía requerida para extraer los metales de estos minerales se libera durante las reacciones que causan la corrosión. Este proceso devuelve los metales a compuestos químicos similares o idénticos a los minerales originales, lo que lo ha llamado "metalurgia extractiva al revés" (R. Winston Revie, 2008).

En este sentido de la corrosión de las tuberías se desprende la necesidad de evitar lo mejor posible, mediante la aplicación de un código de buena práctica que comprenda: a la tubería como material, a la instalación y a su recubrimiento, el cual deberá ser un material adecuado hecho en condiciones Óptimas, (Informes de la Construcción, 1970).

En tuberías de presión, este proceso se acelera por factores como:

Composición química del material: Mayor contenido de carbono incrementa tasas de corrosión en aceros API N-80, favoreciendo formación de óxidos como Fe_3O_4 y $FeCO_3$ bajo presiones de 55-75 bar. Aleaciones con Cr/Ni mejoran resistencia mediante capas pasivas estables (Pierre, 2006)

Presencia de cloruros y microorganismos: Concentraciones $>493 \mu S/cm$ de conductividad eléctrica en agua aceleran picaduras, mientras biofilm bacteriano induce corrosión bajo depósitos en zonas estancadas (Ahmad, 2006).

Concentraciones de tensiones: Defectos superficiales en soldaduras actúan como núcleos

de grietas, reduciendo resistencia a tracción según análisis FEM (Marulanda, 2006)

Según la norma que se emplee, se organizan distintos tipos de entornos atmosféricos en grupos que indican su nivel de corrosión atmosférica. La Tabla 1 presenta las categorías de corrosividad atmosférica de acuerdo con la norma ISO 9223.

Categoría	Corrosividad
C1	Muy baja
C2	Baja
C3	Media
C4	Alta
C5	Muy alta
CX	Extrema

Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)

El enfoque o metodología de RCM, se fundamenta en la capacidad de identificar fallas tempranas en los equipos y las posibles causas que pueden provocar los daños al sistema, de este modo se puede utilizar la relación de causa y efecto, conduciendo a mejoras en la confiabilidad en los equipos de las plantas petroquímicas, una de las estrategias más utilizadas bajo esta metodología es el mantenimiento reactivo, preventivo, predictivo y proactivo.

La aplicación de RCM puede varias de acuerdo con la empresa sin embargo en la mayoría de los procedimientos se incluyen 6 pasos básicos que se utilizan como punto de partida como se menciona a continuación.

“Paso 1: Seleccionar un análisis RCM de activos.

Paso 2: Describir las funciones del sistema para el activo seleccionado.

Paso 3: Definir los modos de fallo.

Paso 4: Evaluar las consecuencias del fallo. (Análisis de Modos de Fallo y Efectos (AMFE);, Análisis de Modo de Falla, Efectos y Criticidad (AMFEC): Análisis de Peligros y Operabilidad (HAZOPS), Análisis del Árbol de Fallas (FTA), Inspección Basada en Riesgo (RBI),

Paso 5: Determinar una estrategia de mantenimiento para cada modo de fallo.” (Jiménez Silva, 2017)

En este sentido este enfoque es pertinente al presente trabajo ya que está enfocado en la confiabilidad del mantenimiento de equipos, frente a la problemática planteada de inspección de tuberías bajo código API 570.

Inspección Basada en Riesgo RBI

(RBI – Risk-Based Inspección por sus siglas en inglés) “es un enfoque cuantitativo para establecer un programa de inspección utilizando métodos basados en riesgos para equipos presurizados estáticos, incluidos recipientes a presión, tuberías, tanques, dispositivos de alivio de presión (PRD) y haces de tubos de intercambiadores de calor, entre otros.” (Jaimes, 2015)

API 580 – Inspección basada en el riesgo,

ASME PCC-3

RIMAP- Risk Based Inspection and Maintenance Approach

En este sentido la inspección en riesgo RBI permite identificar evaluar y así mismo realizar un mapeo de los diferentes riesgos industriales de acuerdo a los daños como los son, corrosión de grietas por esfuerzo entre otros, el cual pueden llegar a comprometer la

permanencia de los equipos presurizados y así mismo elementos estructurales, por lo tanto esta inspección RBI se trata sobre riesgos que se pueden controlar y prevenir a través de inspecciones análisis y ensayos no destructivos apropiados.

Código API 570

El API 570 complemente es fundamental para el presente marco teórico ya que ella se basa la mayor parte de la investigación bibliográfica, en este sentido la norma plantea todos lo requisito que se deben llevar a cabo en los diferentes tipos de inspección de tuberías en servicio para mantener la confiabilidad en los procedimientos y minimizar los riesgos asociados a estos como se menciona a continuación

El objetivo principal de este Código es especificar la inspección en servicio y el programa de monitoreo de condición, así como la guía de reparación que se necesita para determinar y mantener la integridad continua de los sistemas de tuberías. Ese programa debería proporcionar evaluaciones razonablemente precisas y oportunas para determinar si algún cambio en la condición de las tuberías podría comprometer la seguridad continua de la operación. (API, 2021)

Por lo anterior se puede identificar la importancia del presente código y cómo influye en el área de confiabilidad e inspección de tuberías, es por esta razón que las grandes empresas industriales y petroquímicas se basan en estas normas y códigos para el área de mantenimiento industrial.

Marco Legal

Normativa API

API 570. Es fundamental resaltar dentro del presente marco legal la norma API 570 puesto que en ella se sustenta el desarrollo de la monografía, dentro de los cuales establece los requisitos para la inspección, reparación, alteración y reemplazo de sistemas de tuberías en servicio. Cubre tuberías que transportan fluidos inflamables, tóxicos o corrosivos. Incluye procedimientos para evaluar la integridad de las tuberías usando inspección visual y técnicas de ensayos no destructivos (API 570).

API 574. Esta norma es esencial puesto que proporciona directrices para la inspección de componentes de sistemas de tuberías y complementa la API 570, cuyo objetivo principal es definir procedimientos de inspección para los componentes de los sistemas de tuberías, garantizando así su integridad y un funcionamiento seguro. Esta norma se enfoca en la evaluación de elementos esenciales, como válvulas, bridas, accesorios y soportes, que son cruciales para el desempeño de las tuberías en operación.

“la **API-574** se destaca como un documento fundamental para la inspección de sistemas de tuberías en la industria del petróleo y gas. Este estándar, específicamente enfocado en la inspección de tuberías fijas en instalaciones de refinación y petroquímicas, proporciona directrices esenciales para garantizar la seguridad y eficiencia operativa” (Zavarse, 2024)

API 577. Proporciona pautas detalladas sobre la inspección de soldaduras en aplicaciones críticas de la industria. Su objetivo principal es garantizar la calidad e integridad de las uniones soldadas en la fabricación y reparación de refinerías, equipos de plantas químicas y tuberías como se menciona en el artículo de Inpenet “ La práctica recomendada API 577 ofrece pautas

específicas para la selección de Ensayos No Destructivos (END) en inspecciones de soldaduras, abordando posibles ubicaciones de defectos, ensayos no destructivos comúnmente utilizados, la capacidad de estos métodos según el tipo de unión soldada, discontinuidades y procesos de soldadura.” (Alvarez, 2023) Al considerar todos estos factores, las industrias pueden mejorar sus prácticas de inspección y asegurar la seguridad y fiabilidad de sus estructuras soldadas. La inversión en la correcta selección y aplicación de ensayos no destructivos es crucial para evitar fallas catastróficas y mantener altos estándares de calidad en la ingeniería estructural.

Normativa ASM

ASME B31.3. Es un estándar internacionalmente reconocido, emitido por la American Society of Mechanical Engineers (ASME), que establece directrices y requisitos para el diseño, construcción y operación de sistemas de tuberías en entornos industriales. Este código es crucial para asegurar la seguridad y la integridad de las instalaciones de tuberías en diversas industrias, tales como refinerías de petróleo, plantas químicas y de procesamiento de alimentos.

“El código ASME B31. regula todos los aspectos relacionados con tuberías a presión: desde su correcta instalación y diseño hasta los métodos de inspección y mantenimiento adecuados, así mismo prescribe los requisitos mínimos para garantizar la seguridad en diseño, materiales, fabricación, verificación, inspección, operación y mantenimiento de tuberías a presión.” (cryospain, 2022)

Metodología

Esta monografía adopta un enfoque de investigación cualitativa basado en una revisión bibliográfica exhaustiva y un análisis documental. El objetivo principal es determinar los factores relevantes del código API 570 para la generación de confiabilidad, integridad y disminución del riesgo en sistemas de tuberías y componentes a presión en plantas petroquímicas.

Enfoque y Alcance

El estudio se caracteriza por su enfoque teórico-descriptivo, buscando analizar y sintetizar información existente para comprender cómo el código API 570 puede ser aplicado de manera efectiva en la gestión de la integridad de tuberías. Se examinarán diversos aspectos, incluyendo los tipos de inspección, los mecanismos de daño, y las metodologías recomendadas por el código.

Fases de la Investigación

Selección y Definición del Problema

En esta fase inicial, se identificó y formuló el problema central relacionado con la confiabilidad de los sistemas de tuberías en plantas petroquímicas. Se justificó la relevancia del estudio, destacando la necesidad de aplicar el código API 570 como una herramienta esencial para la prevención de fallas y la mitigación de riesgos.

Recopilación y Selección de Información

Se llevó a cabo una búsqueda exhaustiva de información relevante, incluyendo artículos indexados, normas técnicas (como el propio código API 570), libros especializados, informes

técnicos y otros materiales bibliográficos. La selección de las fuentes se basó en criterios de relevancia, calidad, actualidad y credibilidad, priorizando aquellas que aportaran datos y perspectivas significativas sobre el tema.

Análisis y Síntesis de la Información

En esta fase crucial, se analizaron críticamente las fuentes seleccionadas para identificar los factores clave del código API 570 que contribuyen a la confiabilidad de los sistemas de tuberías. Se realizó una síntesis de la información, integrando diferentes perspectivas y hallazgos para desarrollar una comprensión coherente y completa del tema.

Técnicas de Recolección y Análisis de Información

Búsqueda Bibliográfica Sistemática

Se utilizaron bases de datos académicas, bibliotecas digitales y otros recursos en línea para identificar fuentes relevantes.

Revisión Documental Profunda

Se realizó un análisis detallado de los documentos seleccionados, extrayendo información clave y construyendo el marco teórico del estudio.

Análisis de Contenido

Se identificaron y clasificaron los temas y conceptos clave relacionados con el código API 570.

Síntesis Crítica

Se integró la información de diferentes fuentes para construir una visión coherente y completa del tema, identificando patrones, tendencias y áreas de consenso o divergencia.

Criterios de Selección de la Información

Relevancia

La información debía estar directamente relacionada con el tema de la confiabilidad de tuberías en plantas petroquímicas y el código API 570.

Calidad

Se priorizaron fuentes de información de alta calidad, como artículos científicos revisados por pares, informes técnicos de organizaciones reconocidas y publicaciones académicas.

Actualidad

Se dio preferencia a la información más reciente, aunque también se incluyeron fuentes clásicas relevantes para el tema.

Credibilidad

Las fuentes de información debían ser creíbles y confiables, con autores y organizaciones reconocidas en el campo.

Desarrollo de los Objetivos

Tipos de Inspección de Acuerdo con el Código API 570

El código API 570 muestra una gran variedad de tipos de inspecciones y vigilancias, los cuales dependen de la circunstancia y el sistema de tuberías a intervenir. A continuación, se describen los tipos de inspección recomendados por dicho código:

Inspección Visual Interna

Estas inspecciones no son comunes en sistemas de tuberías, sin embargo, pueden llevarse a cabo en sistemas de gran diámetro, como líneas de transferencia, ductos o tuberías de catalizador. De acuerdo con las normas API 510 y API 572, esas inspecciones deben seguir procedimientos similares a los utilizados en recipientes a presión.

En el caso de tuberías más pequeñas, las técnicas de inspección visual remota resultan muy útiles. Además, al desconectar bridas, se puede revisar las superficies internas, juntas, personas y tuercas y aplicar métodos END si es necesario. Retirar y dividir una sección de tubería también facilita el acceso para evaluar las superficies internas (American Petroleum Institute, 2016).

Figura 1

Inspección visual en interior de tuberías mediante cámaras de videos y equipos guiados.



Fuente. atenos.com/innovacion/tecnologias-de-industria-4-0-robotica/

Inspección On-stream

Esta inspección es llevada a cabo mientras el sistema de tuberías está en funcionamiento. La realiza un inspector o examinador autorizado y pretende identificar posibles daños con técnicas de Ensayos No Destructivos (END) adecuadas. Estas técnicas permiten detectar problemas desde el exterior de los componentes sin interrumpir las condiciones normales de operación, incluyendo aspectos como la temperatura del metal (American Petroleum Institute, 2016).

Además, se pueden realizar mediciones externas de espesores como parte del proceso de inspección, lo que ayuda a complementar la evaluación del estado del sistema (Niesse & Ahluwalia, s.f).

Inspección por Medición de Espesores

Esta inspección verifica el grosor de los componentes de las tuberías, para calcular las tasas de corrosión y la vida útil restante del sistema. Estas mediciones suelen realizarse mientras las tuberías están en operación, lo que permite monitorear la corrosión y evaluar posibles daños que puedan surgir de cambios en los procesos u operaciones (American Petroleum Institute, 2016).

Ensayo no Destructivo (END)

Mediciones de Espesor por Ultrasonido (UT). Este es el método principal para medir con precisión el espesor de los componentes. Permite detectar áreas donde ha habido pérdida de material debido a la corrosión o el desgaste (American Petroleum Institute, 2016).

Figura 2

Aplicación de líquidos penetrantes a soldaduras en tuberías



Fuente. Elaboración propia

Radiografía de Perfil (RT). Esta técnica utiliza rayos X o gamma para obtener imágenes del interior de los componentes. Se utiliza como complemento o alternativa al ultrasonido, especialmente en zonas de difícil acceso o cuando se necesita un mayor nivel de detalle (American Petroleum Institute, 2016).

Figura 3

Radiografía tangencial de espesores a conexión de tubería de $\frac{3}{4}$.



Fuente. Elaboración propia

Técnicas de Cribado Cualitativo

Métodos utilizados para detectar pérdidas de espesor, dando resultados en porcentajes de pérdida de pared, en lugar de valores específicos de grosor. Estas técnicas incluyen (American Petroleum Institute, 2016).

Examen de Onda Guiada

Emplea ondas ultrasónicas que se desplazan a lo largo del material para identificar cambios en el espesor (American Petroleum Institute, 2016).

EMAT (Transductor Acústico Electromagnético)

Produce ondas ultrasónicas mediante campos electromagnéticos, siendo útil en materiales donde los métodos convencionales presentan limitaciones (American Petroleum Institute, 2016).

Onda Lamb

Esta técnica se basa en ondas ultrasónicas que se propagan en placas delgadas, lo que la hace adecuada para inspeccionar grandes áreas de manera eficiente (American Petroleum Institute, 2016).

Inspección Visual Externa

Esta inspección se encarga de evaluar el estado de la superficie externa de los sistemas de tuberías, abarcando el aislamiento, la pintura, los recubrimientos y los componentes asociados (Niesse & Ahluwalia, s.f). Durante este proceso, se pueden identificar señales de corrosión, desalineación, vibración o fugas. Si se detecta acumulación de productos de corrosión o escombros en áreas de contacto con soportes, puede ser necesario levantar las tuberías, tomando las precauciones adecuadas y consultando con un ingeniero, especialmente si el sistema está en funcionamiento. Se pueden utilizar técnicas de inspección como pruebas de onda guiada o

inspecciones con ondas Lamb para detectar áreas de interés, aunque es importante complementarlas con métodos más cuantitativos, ya que podrían no detectar corrosión localizada significativa. Además, estas inspecciones pueden realizarse con el sistema en servicio y deben seguir las prácticas descritas en el API 574, incluyendo la inspección por corrosión bajo aislamiento (CUI) cuando sea necesario (American Petroleum Institute, 2016).

Figura 4

Inspección visual a conexión de tubería de ¾



Fuente. Elaboración propia

Inspección de Tuberías por Vibración

Esta inspección se encarga de la evaluación que se lleva a cabo para identificar y analizar las vibraciones, balanceos o movimientos anormales en sistemas de tuberías. Este fenómeno puede ser causado por factores como golpes de ariete, acumulación de líquidos en líneas de vapor, expansión térmica inusual o fuentes externas, como equipos mecánicos de gran tamaño, incluyendo compresores alternativos (Niesse & Ahluwalia, s.f).

El objetivo principal es asegurar la seguridad e integridad de las tuberías, ya que las vibraciones o movimientos incontrolados pueden causar daños en los soportes, conexiones o en

las propias tuberías. Se presta especial atención a las áreas donde las tuberías están restringidas por anclajes, amortiguadores o colgantes, así como a las conexiones de ramales, que son más susceptibles a fisuras por fatiga. La detección temprana de estos problemas, utilizando técnicas como ensayos por partículas magnéticas (MT) o líquidos penetrantes (PT), es importante para evitar fallas catastróficas que puedan comprometer el sistema antes del próximo ciclo de inspección programado (American Petroleum Institute, 2016).

Inspección Complementaria

La inspección complementaria consiste en evaluaciones adicionales programadas según sea necesario para abordar condiciones específicas en sistemas de tuberías (Niesse & Ahluwalia, s.f). Estas evaluaciones pueden incluir técnicas como la radiografía y la termografía, las cuales son utilizadas para detectar obstrucciones internas y puntos calientes en sistemas refractarios. Además, se llevan a cabo verificaciones tras incidentes operativos o para confirmar datos obtenidos en inspecciones previas (American Petroleum Institute, 2016).

Asimismo, se realizan inspecciones específicas para identificar grietas ambientales y otros mecanismos de daño. Para el monitoreo remoto, se emplean técnicas avanzadas como la emisión acústica, la detección acústica de fugas y la termografía. Las áreas con riesgo de erosión o erosión-corrosión deben ser sometidas a inspecciones visuales, idealmente internas, o mediante radiografía (American Petroleum Institute, 2016).

Para tuberías con un diámetro mayor a NPS 12, se recomienda el uso de ultrasonido (UT) como técnica para realizar un escaneo preciso y prevenir fallas. Además, para detectar defectos superficiales y subsuperficiales, se utilizan ensayos no destructivos como los líquidos penetrantes (PT) y las partículas magnéticas (MT) (American Petroleum Institute, 2016).

Los tipos de inspecciones que se apliquen a cada sistema de tubería a presión deberán ser acordes al plan de inspección, que será aprobado por inspector o ingeniero de tuberías. Los daños y la corrosión identificados por las inspecciones deben caracterizarse, dimensionarse y evaluarse, según las recomendaciones de la sección 7 de API 570.

Al comparar los tipos de inspección descritos en el API 570 revela que, desde la inspección visual interna hasta las inspecciones complementarias, son aplicables al objeto de estudio en diferentes momentos y bajo circunstancias específicas. La inspección visual interna, aunque menos común, puede ser crucial en sistemas de gran diámetro o durante paradas programadas para evaluar el estado interno de las tuberías. La inspección on-stream, junto con la inspección por medición de espesores, es fundamental para el monitoreo continuo sin interrumpir las operaciones, permitiendo detectar corrosión y calcular la vida útil restante. Los Ensayos No Destructivos (END) como la radiografía de perfil, ultrasonido, ondas guiadas y EMAT, ofrecen herramientas precisas para evaluar áreas de difícil acceso o con requerimientos de mayor detalle. La inspección visual externa es esencial para identificar problemas superficiales como corrosión, desalineación o vibraciones, mientras que la inspección de tuberías por vibración aborda los riesgos asociados a movimientos anormales que pueden comprometer la integridad estructural. Finalmente, las inspecciones complementarias, que incluyen termografía y emisión acústica, se utilizan para abordar condiciones específicas o confirmar datos previos. Por lo tanto, la aplicabilidad de cada tipo de inspección depende del contexto operativo, las características del sistema y los objetivos del plan de inspección, siendo todos relevantes en la evaluación integral del sistema según lo recomendado por el API 570 y según lo aprobado por el inspector o ingeniero de tuberías.

Mecanismos de Daño y los Modos de Falla que se Presentan con Mayor Frecuencia en las Tuberías en la Norma API 570

La diferencia entre mecanismos de daño y modos de falla es fundamental en el análisis de la integridad de las tuberías a presión por lo tanto a continuación, se explican estos conceptos:

Mecanismos de Daño

Los mecanismos de daño son los procesos o fenómenos que inducen cambios perjudiciales en el material a lo largo del tiempo. Estos mecanismos pueden ser graduales y acumulativos, afectando las propiedades mecánicas de la tubería. Algunos ejemplos de mecanismos de daño son:

Corrosión. Descomposición del material debido a reacciones químicas.

Fatiga. Deterioro causado por ciclos repetidos de carga.

Agrietamiento por estrés. Formación de grietas debido a tensiones combinadas con condiciones corrosivas.

Estos mecanismos son la causa que puede llevar a una pérdida de integridad en la tubería (API 571, 2020).

Modos de Falla

Los modos de falla, por otro lado, son las manifestaciones observables de la pérdida de integridad de un sistema. Representan cómo se produce la falla en respuesta a los mecanismos de daño. Ejemplos de modos de falla incluyen:

Fugas. Pérdida de fluido debido a la ruptura del material.

Rupturas. Fallas catastróficas que pueden ocurrir de manera repentina.

Deformaciones. Cambios en la forma de la tubería que afectan su funcionalidad.

Los modos de falla son, por tanto, el resultado directo de los mecanismos de daño que han afectado a la tubería (API 571, 2020).

En muchas industrias, la integridad de los sistemas de tuberías a presión es fundamental para el mantenimiento de la seguridad y eficiencia operativa de las mismas. Los códigos API pueden indicar algunos tipos de daños que pueden ocurrirle a estos sistemas, clasificados de la siguiente forma según el código API 570 y API 571 mostrando los mecanismos de daño más comunes.

Los sistemas de tubería de procesos en plantas petroquímicas pueden resultar dañados por una variedad de estos, tales como:

Pérdida de Metal Localizada y Generalizada

Sulfidación. Mecanismo corrosivo que se produce en los aceros al carbono y otras aleaciones durante la reacción con compuestos de azufre a temperaturas elevadas. Este tipo de daño se denomina a veces corrosión sulfidante y puede provocar superficies corroídas de manera uniforme, lo que, al final, conduce a roturas en lugar de fugas superficiales. A diferencia de la corrosión con hidrógeno, esta sulfidación se produce en entornos sin hidrógeno (NACE Task Group 176 Draft Report, 2003).

Esto ocurre con muchos tipos de materiales de hierro: aceros al carbono, aceros de baja aleación y aceros inoxidable de las series 400 y 300; este último grupo es menos propenso a sufrir este fenómeno. Las aleaciones de níquel también pueden sulfidarse, dependiendo de sus ingredientes, especialmente de la cantidad de cromo que contengan. Además, las aleaciones de

cobre producen corrosión sulfidante a temperaturas más bajas que el acero al carbono (McConomy, 1963).

La resistencia a la sulfidación está influida por factores como la composición química del material, la temperatura y la concentración de compuestos sulfurosos reactivos. Un mayor contenido de cromo en aceros y aleaciones de níquel mejora significativamente su resistencia. El contenido de silicio en los aceros al carbono también juega un papel crucial; los materiales con bajo contenido de silicio (<0.10 %) suelen presentar mayores tasas de corrosión, mientras que aquellos con un contenido más alto son relativamente más resistentes. Este proceso pone de manifiesto la importancia de seleccionar materiales adecuados y considerar los factores críticos para mitigar el daño en aplicaciones industriales (NACE Task Group 176 Draft Report, 2003).

Figura 5

Fallo por sulfidación en un codo de tubería.



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Figura 6

Falla por sulfidación debido a bajo contenido de silicio en una tubería de 8" en efluentes de FCC, operando a 150 psig (1 MPa) y 650-700 °F (340-370 °C).



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Corrosión por H₂S/H₂ a Alta Temperatura. Este tipo de corrosión afecta a los materiales utilizados en aplicaciones de corrientes de hidrocarburos que contienen sulfuro de hidrógeno y grandes cantidades de hidrógeno. Esta manifestación de corrosión se vuelve importante por encima de los 450 °F (230 °C) y es típica de superficies que están corroídas de manera uniforme y suave, por lo que probablemente conduce a fallas por rotura en lugar de fugas localizadas. La mezcla de hidrógeno con H₂S hace que la corrosión sea mucho más severa que en entornos de sulfuración que carecen de hidrógeno.

Los materiales comunes utilizados en dichos entornos muestran una resistencia mejorada, desde el acero al carbono hasta los aceros de baja aleación, los aceros inoxidable de la serie 400 y los aceros inoxidable de la serie 300. Para lograr una mejora significativa respecto al acero al carbono, hay que utilizar aleaciones con al menos un 9 % de cromo, ya que la resistencia a este mecanismo depende mucho del contenido de cromo del material. El nivel de presión en el sistema también contribuye, ya que las presiones parciales más altas de H₂S tienden a mejorar

las tasas de corrosión. La figura 3 muestra cómo la temperatura y el contenido de H₂S afectan la tasa de corrosión del acero al carbono, mientras que la figura 4 ilustra el beneficio de aumentar el contenido de cromo para mejorar la resistencia a este tipo de corrosión (Gutzeit, Merrick, & Scharfstein, 1987).

Figura 7

3 y 4 velocidad de corrosión de acero al carbono en proceso de desulfuración con presencia de H₂/H₂S.

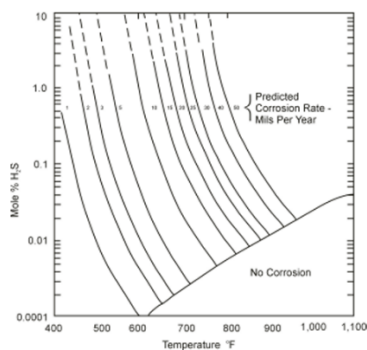


Figura 3. Velocidad de corrosión del acero al carbono en un proceso de desulfuración de nafta con presencia de H₂/H₂S, basada en las curvas de Couper-Gorman modificadas.

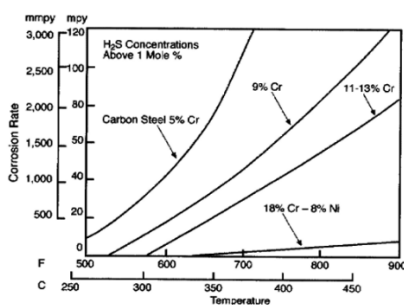


Figura 4. Velocidad de corrosión para aleaciones con cromo en entornos de H₂/H₂S.

Fuente. API Recommended Practice 571 (2020).

Para prevenir este tipo de daño se recomienda usar aleaciones con un contenido de cromo adecuado, como los aceros inoxidables de las series 300 y 400, o tratamientos de difusión de aluminio en componentes más delgados. También es importante llevar a cabo un monitoreo constante de las temperaturas operativas y los niveles de H₂S en los procesos, ya que estas variables pueden aumentar con el tiempo y elevar significativamente las tasas de corrosión. La inspección mediante ultrasonidos, radiografía o técnicas avanzadas como "smart pigging" es fundamental para detectar y medir el adelgazamiento del material antes de que ocurra un fallo crítico.

Oxidación. Mecanismo de reacción en el que los componentes metálicos, principalmente el acero al carbono y sus aleaciones, se exponen a entornos de alta temperatura donde el oxígeno, principalmente del aire, reacciona con ellos para formar una capa de óxido que conduce a una disminución del espesor del material (Gutzeit, Merrick, & Scharfstein, 1987).

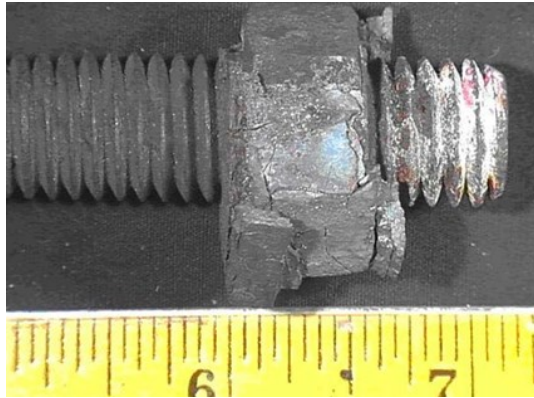
Por encima de los 540 °C (1000 °F), este mecanismo se vuelve especialmente importante ya que la tasa de pérdida de metal aumenta significativamente. El acero al carbono y los aceros de baja aleación son los más susceptibles; otras aleaciones, como los aceros inoxidable y los materiales a base de níquel, también se oxidan, pero en menor o mayor medida según sus composiciones y condiciones de procesamiento. El vapor de agua puede catalizar esta reacción e influir aún más en el rendimiento de materiales como el acero 9Cr-1Mo (Dettenwanger et al, 2001).

Para mitigar la oxidación se hace uso de aleaciones con un mayor contenido de cromo, que mejoran la resistencia mediante la formación de una capa de óxido protectora. Otros elementos como el silicio y el aluminio, aunque efectivos, tienen limitaciones en cuanto a su concentración debido a los efectos negativos que pueden tener sobre las propiedades mecánicas del material. En aplicaciones de alta temperatura, como calentadores y equipos de combustión, la supervisión de las condiciones del proceso y el monitoreo de las temperaturas son cruciales para prevenir daños por oxidación, que pueden ser detectados mediante técnicas de medición como la radiografía (RT) o ultrasonido (UT) (API 581, 2008).

Figura 8

Oxidación de una tuerca de acero al carbono sobre un perno de acero inoxidable a 1300 °F (705

°C) 8.2.3.4. *Corrosión inducida microbiológicamente (MIC)*



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020).

Corrosión por Influencia Microbiológica (MIC). Se refiere a la actividad de corrosión a la que contribuyen organismos vivos como bacterias, hongos o algas, que puede provocar corrosión por picaduras o grietas en materiales metálicos. La corrosión se observa comúnmente en entornos acuosos y en condiciones de bajo flujo o estancamiento donde los microorganismos pueden prosperar. Los aceros al carbono y los aceros inoxidable pertenecientes a las series 300 y 400, el aluminio, el cobre y las aleaciones de níquel suelen ser atacados; el titanio no sufre este tipo de ataque y, por lo tanto, es bastante resistente. Los organismos MIC obtienen su nutrición de minerales inorgánicos, sulfuro, amoníaco, hierro y H₂S, y de compuestos orgánicos como los hidrocarburos (Pope & Stoecker, 1986).

Los sistemas más vulnerables son aquellos que contienen agua, como intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento y tuberías con flujo bajo o estancado. Para prevenir MIC, se recomienda tratar las aguas con biocidas (cloro, bromo, ozono, entre otros) y realizar limpiezas periódicas para evitar la formación de colonias microbiológicas. Además, es esencial eliminar

zonas de flujo bajo y mantener los sistemas libres de agua estancada. Cuando ya hay contaminación microbiológica, es necesario aplicar métodos más intensivos, como pigging, abrasado, limpieza química y tratamientos con biocidas. La monitorización de la efectividad de los tratamientos se realiza midiendo residuos de biocidas, recuentos de microorganismos y observando la apariencia del agua (Dexter, 1985).

Figura 9

MIC en un tanque de Diesel.



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020).

Corrosión por Ácido Nafténico. Es un tipo de corrosión a altas temperaturas que afecta principalmente las unidades de destilación de crudo y vacío en las refinerías de petróleo, causada por los ácidos nafténicos presentes en el crudo. Esta corrosión también puede ocurrir en unidades downstream que procesan ciertos cortes del crudo que contienen dichos ácidos. La severidad de la corrosión está influenciada por varios factores, entre ellos el contenido de ácidos nafténicos, la temperatura, el contenido de azufre, la velocidad del fluido y la composición de la aleación del material. Aunque el número total de ácidos (TAN) se utiliza para medir la acidez del crudo, no siempre es un buen predictor de la tasa de corrosión, ya que no refleja los ácidos nafténicos específicos que afectan la corrosión.

Los materiales más afectados por la corrosión ácida nafténica incluyen acero al carbono, aceros de baja aleación, aceros inoxidable y aleaciones basadas en níquel. Las áreas con alta velocidad o turbulencia, como las zonas de flujo bifásico (líquido y vapor), son particularmente susceptibles. La corrosión se caracteriza por corrosión localizada, picaduras o desgaste inducido por flujo en áreas de alta velocidad. Para prevenir y mitigar la NAC, se pueden aplicar diversas estrategias, como la mezcla de crudos para reducir la acidez, el uso de aleaciones con mayor contenido de molibdeno y la aplicación de inhibidores químicos, aunque la efectividad de estos últimos debe ser monitoreada debido a su posible impacto negativo en los catalizadores.

Figura 10

Daño por erosión-corrosión debido a NAC en una curva de 10 pulgadas de 5Cr-½Mo ubicada en la salida de un calentador de vacío en una unidad de destilación al vacío.



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Figura 11

Corrosión severa por NAC en bandejas y campanas de burbujeo fabricadas



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020).

Corrosión Galvánica. La corrosión galvánica es un tipo de deterioro acelerado que ocurre en la unión de dos metales diferentes cuando están conectados eléctricamente en un medio conductor, como agua, ambientes húmedos o suelos con contenido de humedad. Este fenómeno requiere tres condiciones: dos metales con diferentes potenciales electroquímicos, un electrolito continuo y una conexión eléctrica entre los metales. En esta interacción, el metal menos noble (ánodo) se corroe más rápidamente para proteger al metal más noble (cátodo), lo que provoca una pérdida de material en el ánodo. La gravedad de la corrosión galvánica depende de factores como la diferencia de potencial electroquímico, la conductividad del electrolito y la relación de áreas superficiales entre los metales en contacto (NACE, 1984).

Para mitigar los efectos de la corrosión galvánica, se recomienda una selección cuidadosa de los materiales, aislar los metales diferentes para interrumpir la conexión eléctrica y aplicar recubrimientos protectores a ambos materiales. También se pueden utilizar ánodos de sacrificio, como zinc o magnesio, que se corroen preferentemente para controlar el daño. Las zonas típicas donde ocurre la corrosión galvánica incluyen intercambiadores de calor, tuberías enterradas y

cascos de barcos, especialmente en ambientes con agua salada o humedad. La detección temprana y el monitoreo son esenciales, utilizando técnicas como inspección visual (VT) y medición de espesor por ultrasonido (UT) para identificar y evaluar la pérdida de material (API 571, 2020).

Figura 12

Corrosión galvánica de una boquilla de acero al carbono en un recipiente de acero inoxidable en servicio de agua caliente



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Erosion/erosion-corrosion. La erosión es la pérdida mecánica de material superficial causada por el movimiento relativo o impacto de sólidos, líquidos, vapores, o una combinación de estos (ASM Handbook—Failure Analysis and Prevention, 2002). En la industria de refinación, este daño suele presentarse en sistemas que contienen partículas sólidas en corrientes líquidas o de vapor, como en el manejo de lechadas o sólidos fluidizados. Cuando la erosión se combina con la corrosión, se genera un fenómeno conocido como erosión-corrosión, donde las partículas o flujos de alta velocidad remueven películas protectoras del metal, acelerando así el deterioro del material (ASM Handbook—Corrosion, 1992).

Este tipo de daño afecta principalmente a materiales metálicos como el acero al carbono y aleaciones de cobre, y es común en equipos que manejan fluidos en movimiento, tales como tuberías, válvulas, bombas, intercambiadores de calor y sistemas de vapor (ASM Handbook—Corrosion, 1992). La mitigación incluye el uso de diseños optimizados para reducir la velocidad del flujo, el empleo de materiales más resistentes a la corrosión y técnicas de endurecimiento, así como el monitoreo constante mediante inspecciones por ultrasonido y otras tecnologías para prevenir fallos críticos (ASM Handbook—Failure Analysis and Prevention, 2002).

Figura 13

Erosión-corrosión de un impulsor de hierro fundido ASTM A48 Clase 30 en una bomba de agua reciclada



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Corrosión atmosférica. Consiste en el deterioro de los materiales metálicos debido a la humedad y las condiciones atmosféricas. Los entornos marinos y las áreas industriales húmedas y contaminadas son los más severos, mientras que los ambientes rurales secos presentan tasas de corrosión insignificantes (ASM Handbook—Corrosion, 1992). Factores como la humedad, la presencia de contaminantes en el aire (sales, compuestos de azufre, cloruros) y la orientación hacia el viento y la lluvia pueden acelerar significativamente este proceso. Además, los diseños

que retienen agua o humedad en grietas y otros espacios confinados son especialmente vulnerable. Los materiales más afectados incluyen el acero al carbono, aceros de baja aleación y el aluminio con aleaciones de cobre, particularmente cuando no están protegidos por recubrimientos o pinturas (ASM Handbook—Corrosion, 1992). La prevención y mitigación suelen incluir la aplicación de recubrimientos resistentes a la corrosión y un diseño adecuado para evitar la acumulación de humedad. Inspecciones regulares mediante ultrasonido (UT), radiografía (RT) o métodos visuales (VT) permiten detectar daños y monitorear el progreso de la corrosión. Este tipo de deterioro está relacionado con otros mecanismos, como la corrosión bajo aislamiento y la corrosión por células de concentración.

Figura 14

Corrosión atmosférica de una línea de GLP en proximidad cercana a una torre de enfriamiento



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020).

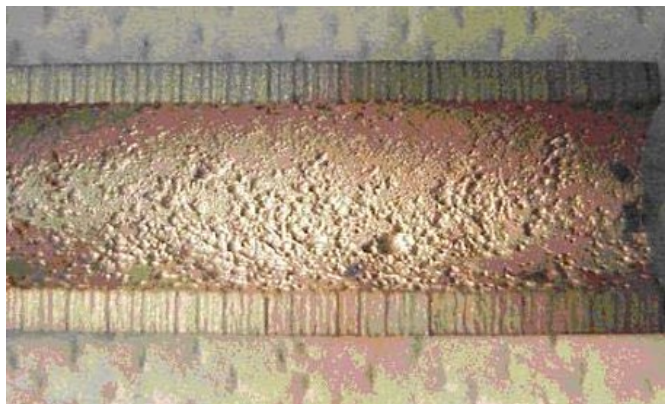
Corrosión por Agua de Enfriamiento. La corrosión por agua de enfriamiento es el daño general o localizado en materiales metálicos causado por la presencia de sales disueltas, gases, compuestos orgánicos o actividad microbiológica en sistemas de enfriamiento. Este tipo de corrosión afecta comúnmente al acero al carbono, aceros inoxidable, cobre y sus aleaciones,

aluminio, titanio y aleaciones de níquel. Los daños pueden intensificarse en función de factores como la temperatura, el tipo de agua utilizada (dulce, salobre o salada), la velocidad del fluido y la presencia de oxígeno o contaminantes biológicos (Tvedt, 1999; Herro & Port, 1991). El fenómeno puede manifestarse de diversas maneras, incluyendo corrosión uniforme, picaduras, corrosión bajo depósitos, corrosión por grietas y daño inducido por microorganismos (MIC). Los intercambiadores de calor, torres de enfriamiento, tuberías y bombas son particularmente susceptibles, especialmente en áreas con bajo flujo, estancamiento o altas velocidades que provocan erosión. Otros factores críticos incluyen la formación de incrustaciones debido a depósitos minerales o la combinación de altas temperaturas y concentraciones de cloruros, que aumentan el riesgo de fisuración por corrosión bajo tensión (Cl^- SCC) (NACE SP0189; NACE SP0300).

La prevención y mitigación se centran en el diseño adecuado del sistema, el mantenimiento de velocidades óptimas de flujo y el tratamiento químico del agua para controlar parámetros como el pH, oxígeno disuelto y actividad biológica. Métodos como el uso de ánodos de sacrificio, la limpieza periódica de componentes y la inspección mediante técnicas no destructivas permiten identificar y gestionar el daño antes de que comprometa la integridad del sistema (NACE/EFC Joint Publication).

Figura 15

Corrosión del agua de enfriamiento en el interior de un tubo intercambiador de calor de acero al carbono que funciona a 85 °F (30 °C)



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Corrosión por Suelos. La corrosión por suelos es el daño que experimentan los metales debido a su exposición a diversos tipos de suelo, afectando principalmente al acero al carbono, hierro fundido y hierro dúctil. Este fenómeno depende de múltiples factores críticos, como la temperatura de operación, la disponibilidad de humedad y oxígeno, la resistividad del suelo, el tipo y homogeneidad del suelo, la protección catódica, las corrientes errantes y las condiciones de los recubrimientos protectores. Por ejemplo, los suelos con alta humedad, concentraciones elevadas de sales disueltas y acidez tienden a ser más corrosivos. Además, áreas como la interfaz suelo-aire suelen ser más vulnerables debido a la mayor disponibilidad de oxígeno y humedad en estas zonas (API RP 580; API RP 581). La prevención se basa en el uso de recubrimientos resistentes a la corrosión y sistemas de protección catódica, combinados con técnicas de inspección como encuestas de potencial de protección catódica, pruebas de resistividad del suelo y estudios de defectos de recubrimiento, como los detallados en NACE SP0169.

Estas medidas ayudan a gestionar riesgos en tuberías enterradas, tanques y estructuras metálicas en contacto con el suelo (Peabody, 1967; Romanoff, 1997; Morgan, 1987).

Figura 16

Corrosión de la tubería de acero al carbono en la interfaz suelo/aire donde la tubería emerge del subsuelo



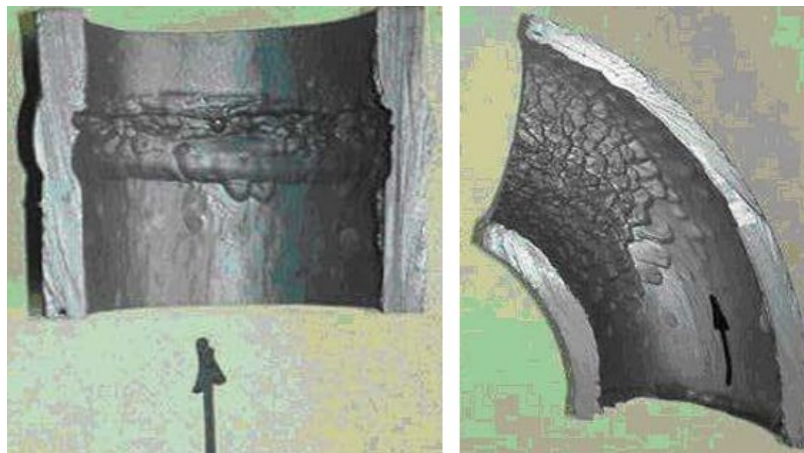
Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Corrosión por Bisulfuro Amonio. La corrosión por bisulfuro de amonio (NH_4HS) es un fenómeno agresivo que afecta principalmente a los efluentes de reactores hidropresados y las corrientes que contienen agua alcalina ácida, especialmente en áreas de alta turbulencia. Entre los materiales más vulnerables se encuentran el acero al carbono y los aceros de baja aleación, aunque materiales como los aceros inoxidables dúplex y aleaciones a base de níquel muestran mayor resistencia dependiendo de la concentración de NH_4HS y la velocidad del flujo (Ehmke, 1975). Los factores críticos que influyen en este tipo de corrosión incluyen la concentración de NH_4HS , la presión parcial de H_2S , la velocidad del flujo y las condiciones de turbulencia local (Horvath et al., 2010). En las unidades hidropresadas, el NH_4HS se forma por la reacción entre el amoníaco y el sulfuro de hidrógeno, lo que puede provocar depósitos que aumentan el riesgo de corrosión localizada (Shargay & Jacobs, 1999).

Los equipos más propensos a sufrir daños incluyen enfriadores de aire, cabezales de intercambiadores, separadores de efluentes y tuberías asociadas, debido a la combinación de depósitos de NH_4HS y altas velocidades de flujo (API RP 932-B). En la fracción superior de columnas de unidades de craqueo catalítico y sistemas de aguas ácidas, las concentraciones de NH_4HS inferiores al 2 % suelen causar daños, agravados por la presencia de cianuros que reducen la protección de las películas de sulfuro en el metal (Harvey & Singh, 1999). Las técnicas preventivas incluyen el diseño adecuado de los sistemas de lavado con agua, materiales resistentes a la corrosión como las aleaciones 825 y C276, y la implementación de controles rigurosos para las velocidades del flujo y las concentraciones de sales (Turner, 1997). Las inspecciones mediante ultrasonido y pruebas electromagnéticas son esenciales para localizar áreas de desgaste crítico y mitigar riesgos operativos (Hargay & Marciniec, 2004).

Figura 17

Corrosión por bisulfuro de amonio en un codo CS de 2 pulgadas y una sección recta en una línea SW que sale del separador de alta presión (HPS) frío en una unidad HDT



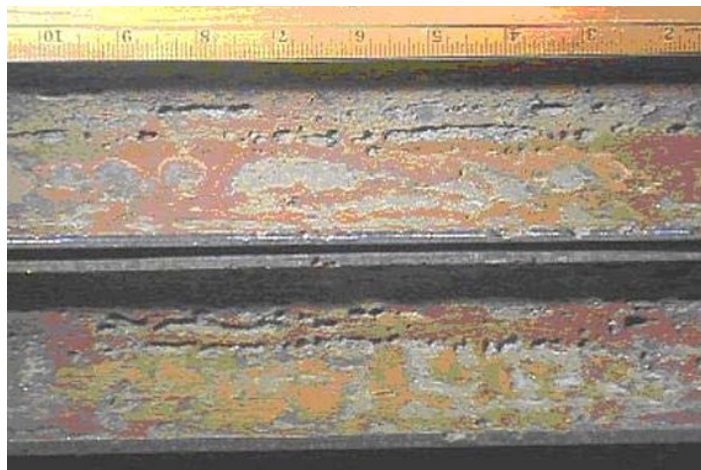
Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Corrosión por Dióxido de Carbono (CO₂). Este tipo de corrosión ocurre cuando el CO₂ se disuelve en agua, formando ácido carbónico (H₂CO₃), que disminuye el pH y genera corrosión generalizada o por picaduras en aceros al carbono. Este fenómeno afecta principalmente al acero al carbono y los aceros de baja aleación, mientras que aceros inoxidables austeníticos como los de la serie 300 muestran alta resistencia. Los factores críticos incluyen la presencia de agua líquida, la presión parcial de CO₂, el pH, la temperatura, la velocidad y la contaminación por oxígeno, que acelera el daño si excede los 10 ppb. Los sistemas más afectados abarcan equipos donde el gas CO₂ condensa, como líneas de vapor, condensados en torres de destilación y sistemas de remoción de CO₂. El daño puede manifestarse como pérdida de espesor, picaduras profundas o corrosión localizada en áreas de alta turbulencia o en interfaces agua-vapor (Garverick, 1994).

Para prevenir y mitigar esta corrosión, se pueden usar inhibidores de corrosión, recubrimientos internos y mejorar las condiciones operativas y los programas de tratamiento de agua. Además, el uso de aceros inoxidables austeníticos, ferríticos o dúplex puede ser necesario en sistemas diseñados para manejar CO₂. Es crucial evitar la condensación inesperada asegurando un aislamiento adecuado en los sistemas, y monitorear continuamente las condiciones del agua y el espesor de los materiales mediante técnicas como UT, RT y sensores de monitoreo permanente. Estas medidas, combinadas con inspecciones frecuentes, son esenciales para minimizar el impacto de este mecanismo de daño (Herro & Port, 1991).

Figura 18

Corrosión por CO₂ de una línea de flujo de producción de petróleo y gas de acero al carbono



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

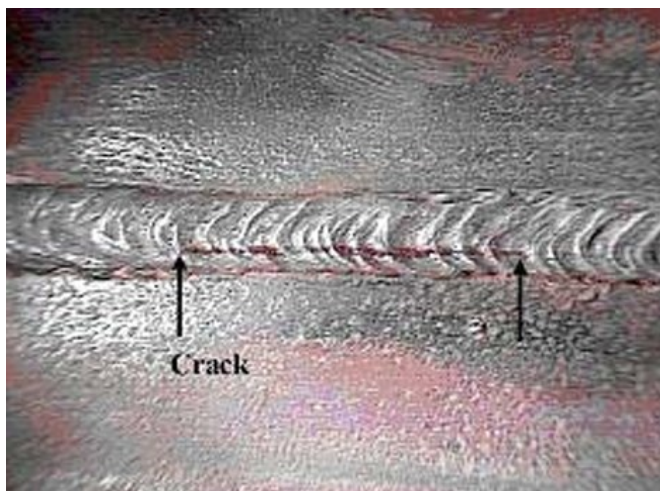
Agrietamiento Conectado a la Superficie

Agrietamiento por Fatiga Mecánica. La fatiga mecánica, incluida la inducida por vibración, es un mecanismo de daño que afecta a materiales expuestos a tensiones cíclicas prolongadas, como las producidas por vibraciones, golpes de ariete o flujos inestables de fluidos. Estas tensiones, aunque inferiores al límite elástico del material, pueden provocar grietas repentinas y fallas inesperadas. Según el API Recommended Practice 571, los factores críticos incluyen la geometría, los niveles de tensión, el número de ciclos y las propiedades del material. Las grietas suelen iniciarse en concentradores de tensión superficiales, como soldaduras defectuosas, marcas de herramientas o bordes afilados, y su avance puede acelerarse por inclusiones en el metal o tratamientos térmicos inadecuados. En equipos vibratorios, como tuberías o válvulas, la falta de soportes adecuados amplifica el riesgo de fatiga (API, 2008).

Para su prevención, se requiere diseñar componentes con transiciones suaves y soportes bien colocados, además de minimizar defectos en soldaduras y superficies sujetas a cargas cíclicas. Técnicas como el uso de utillajes de baja tensión y tratamientos térmicos mejoran la resistencia del material. La detección de grietas mediante métodos no destructivos (NDE), como ultrasonidos o ensayos de partículas magnéticas, es útil en zonas específicas, aunque no siempre práctico para inspecciones generales. Según el API 579-1/ASME FFS-1, la monitorización de vibraciones y el mantenimiento regular de soportes son estrategias clave para mitigar riesgos. La combinación de diseño robusto, control de vibraciones y monitoreo proactivo es fundamental para prevenir fallas por fatiga.

Figura 19

Grieta por fatiga en una soldadura de tubería a codo de 16 pulgadas en la línea de llenado de un tanque de almacenamiento de petróleo crudo después de 50 años de servicio



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Agrietamiento por Fatiga Térmica. Este fenómeno es causado por tensiones cíclicas derivadas de variaciones de temperatura, lo que produce grietas en componentes metálicos donde

la expansión diferencial está restringida durante ciclos térmicos repetidos. Según el *API Recommended Practice 571*, los factores clave que influyen en este tipo de daño incluyen la magnitud de los cambios de temperatura y la frecuencia de los ciclos. Las grietas suelen iniciarse en la superficie del componente, presentando formas transgranulares y estando frecuentemente llenas de óxidos debido a la exposición a altas temperaturas. Lugares como las esquinas agudas o los bordes de soldaduras actúan como puntos de inicio típicos, mientras que los cambios rápidos en la temperatura de la superficie y la falta de flexibilidad para acomodar la expansión diferencial agravan el daño (*Thielsch, 1977*). Equipos como los tambores de coque y los sistemas generadores de vapor son especialmente susceptibles, con daños típicos en puntos de mezcla de corrientes calientes y frías o en uniones rígidas (*Dooley & McNaughton, 1995*).

Para la prevención de la fatiga térmica se minimiza las tensiones térmicas mediante un diseño adecuado y prácticas operativas específicas. Se recomienda incorporar transiciones suaves en soldaduras, conexiones flexibles para permitir la expansión diferencial y controlar las tasas de calentamiento y enfriamiento durante el arranque y la parada de los equipos (*French, 1993*). En sistemas generadores de vapor, es esencial mantener funcionales los espaciadores deslizantes para evitar restricciones rígidas, mientras que las líneas de drenaje en sopladores de hollín pueden prevenir grietas provocadas por condensados (*Babcock & Wilcox, 1992*). Además, las técnicas de inspección no destructiva (NDE), como PT, MT y ultrasonidos avanzados, son cruciales para detectar grietas superficiales. El monitoreo continuo durante transiciones térmicas, utilizando técnicas de emisión acústica y termopares, también es efectivo para identificar daños relacionados con tensiones (*Port & Herro, 1991*).

Figura 20

Grietas por fatiga térmica en el interior de una tubería de acero inoxidable de pared gruesa aguas abajo de la inyección de H₂ del enfriador en una línea de hidrocarburos calientes



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

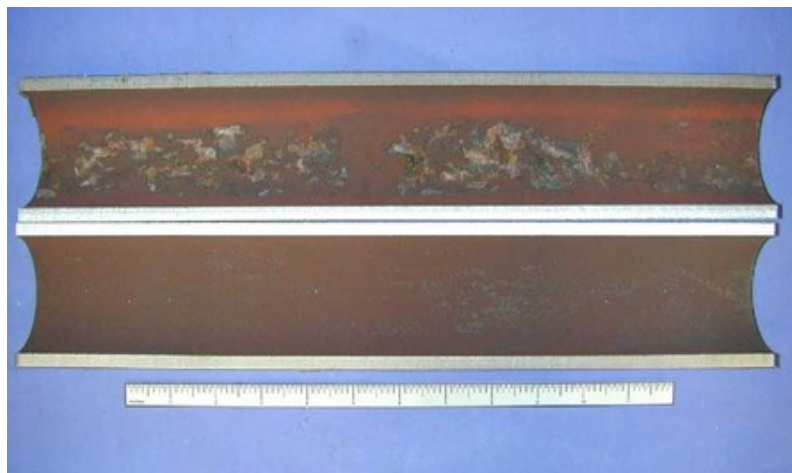
Agrietamiento por Corrosión Bajo Tensión Caústica. Es un tipo de daño caracterizado por fisuras que se originan en la superficie de equipos y tuberías expuestos a soluciones de hidróxido alcalino (soda cáustica o potasa cáustica) a temperaturas elevadas. Este fenómeno, el cual está asociado a tensiones residuales o aplicadas, ocurre principalmente cerca de soldaduras que no han sido tratadas térmicamente (PWHT). La probabilidad de fractura aumenta con la concentración de la solución cáustica y la temperatura, especialmente cuando mecanismos de concentración local están presentes. Además, materiales como el acero al carbono, aceros de baja aleación, aceros inoxidables de la serie 300 y aleaciones dúplex son susceptibles, aunque las aleaciones a base de níquel ofrecen mayor resistencia (API Recommended Practice 571, 2020).

Para prevenir este daño es recomendable el alivio de tensiones mediante tratamiento térmico (PWHT), el adecuado diseño de sistemas de inyección de cáusticos y la minimización de

residuos cáusticos en los equipos durante procesos como el "steam out". Métodos como ultrasonido, inspección visual, y pruebas de partículas magnéticas son efectivos para detectar grietas, que suelen manifestarse en un patrón de red fina y rellenas de óxido (Nelson, 1986; NACE SP0403, 2011).

Figura 21

Depósitos de identificación en el tubo de caldera de acero al carbono con daños debidos a la corrosión cáustica



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

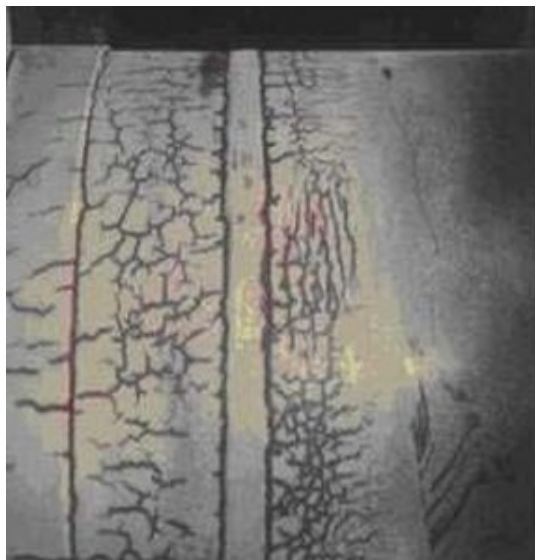
Agrietamiento por Corrosión bajo Tensión Politiónica. Este es un tipo de daño intergranular que afecta aceros inoxidable austeníticos sensibilizados y algunas aleaciones de níquel, como las aleaciones 800 y 600, bajo condiciones ambientales específicas. Principalmente ocurre cuando las escamas de sulfuro formadas en superficies de equipos a altas temperaturas en entornos ricos en azufre reaccionan con aire y humedad durante paradas o arranques, lo que genera ácidos sulfurosos (NACE SP0170). Las fisuras suelen iniciarse cerca de soldaduras o áreas de alto estrés y pueden propagarse rápidamente a través de las paredes de los equipos,

representando un riesgo en unidades de refinación como FCC, hidroprocesos, crudo y coker (Beggs & Howe, 1993). Los factores críticos que contribuyen al PTA SCC incluyen la presencia de un material susceptible, tensiones (residuales o aplicadas) y condiciones ambientales que favorecen la sensibilización, como la exposición a temperaturas entre 370 °C y 815 °C, que facilitan la formación de carburos de cromo en los límites de grano (ASM Handbook, 1987).

La prevención de este tipo de agrietamiento es más efectiva que su detección, ya que el daño suele manifestarse durante las paradas de los equipos. Entre las estrategias para prevención están el lavado alcalino o el purgado con nitrógeno seco al final de las operaciones para neutralizar los ácidos formados al contacto con aire y humedad. Además, el uso de aceros inoxidable estabilizados químicamente, como los tipos 321 y 347, y la aplicación de tratamientos térmicos de estabilización, pueden reducir la susceptibilidad a la sensibilización y al PTA SCC (Lendvai-Linter, 1979). Asimismo, el monitoreo y las inspecciones, aunque desafiantes, pueden realizarse mediante técnicas como ensayos por líquidos penetrantes y ultrasonido angular, aunque la prevención sigue siendo la mejor práctica para evitar este tipo de daños (NACE SP0170).

Figura 22

Inspección con líquidos penetrantes (PT) que muestra un extenso SCC de PTA en el exterior alrededor de las soldaduras



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Agrietamientos por Corrosión Bajo Tensión Cloruros. Este daño ocurre debido a la acción entre el estrés mecánico, temperaturas elevadas y la presencia de un entorno acuoso con cloruros. Algunos factores como el contenido de cloruros, la temperatura, el pH, el estrés tensil, la presencia de oxígeno y la composición del material influyen en la susceptibilidad. Los aceros inoxidable con un contenido de níquel entre 8 % y 12 % son los más susceptibles, mientras que aquellos con un contenido superior al 35 % muestran mayor resistencia. Los diseños con zonas estancadas o la exposición a ciclos de humedecimiento y secado incrementan la probabilidad de fisuración (Dillon, 1994; NACE, 1984).

Para la prevención de los agrietamientos por corrosión bajo tensión cloruros, se hace uso de materiales más resistentes, tratamientos de alivio de estrés, y evitar condiciones que

favorezcan la concentración de cloruros, como zonas estancadas o condensación localizada. Métodos de inspección como el ultrasonido angular y los líquidos penetrantes son útiles, aunque su sensibilidad puede ser limitada frente a fisuras muy finas. Además, las condiciones de hidropuebas deben ser controladas mediante el uso de agua con bajo contenido de cloruros y un secado rápido posterior. Los sistemas de tuberías y equipos fabricados con acero inoxidable serie 300 que operan en temperaturas superiores a 60 °C son especialmente vulnerables sobre todo si están aislados y expuestos a humedad externa (McIntyre & Dillon, 1985; MTI, 2012).

Figura 23

Grietas externas en tubos de instrumentos de acero inoxidable tipo 304 debajo del aislamiento



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Agrietamiento Subsuperficial.

Agrietamiento Inducido por Hidrogeno. El agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC) ocurre cuando los átomos de hidrógeno se infiltran en la estructura del acero, provocando grietas, incluso sin carga sobre el material. Esto es común en la industria del petróleo y gas debido a la presencia de gas H_2S , que genera hidrógeno durante la corrosión con el acero. Los iones de sulfuro intensifican esta difusión al evitar que los átomos de hidrógeno se combinen entre sí.

La difusión de hidrógeno al acero ocurre en tres etapas: fisisorción (enlaces débiles entre hidrógeno y superficie), quimisorción (reacción química entre hidrógeno y metal) y absorción (penetración del hidrógeno en la red interna del acero), lo que debilita el material y favorece las grietas (Pourazizi et al., 2020).

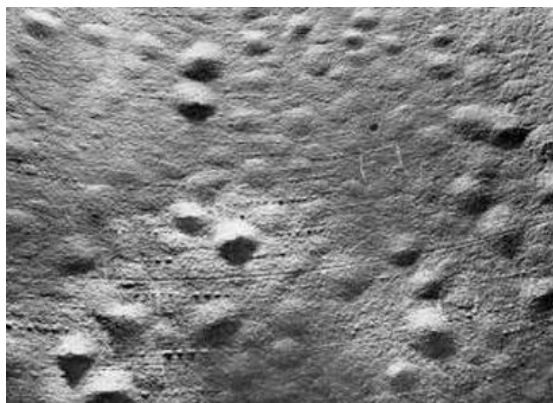
Agrietamiento por Sulfuro de Hidrógeno Húmedo. En ambientes con presencia de H_2S en fase húmeda, se pueden presentar diversos mecanismos de daño en aceros al carbono y otras aleaciones, incluyendo ampollamiento por hidrógeno, agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC), agrietamiento inducido por hidrógeno orientado por tensión (SOHIC) y agrietamiento por tensión asociado al sulfuro (SSC). Estos fenómenos están relacionados con la absorción y difusión de hidrógeno en los materiales. El ampollamiento por hidrógeno se genera por la acumulación de átomos de hidrógeno en discontinuidades del acero, formando gas H_2 que queda atrapado, lo cual provoca deformaciones locales. El HIC se caracteriza por separaciones internas paralelas a la superficie del material, mientras que el SOHIC es una forma más severa, asociada a tensiones residuales o aplicadas, que genera grietas perpendiculares a la superficie. Por su parte, el SSC afecta metales susceptibles expuestos a tensiones y a ambientes corrosivos con H_2S , siendo más común en aceros de alta resistencia o zonas localizadas de alta dureza en soldaduras (API, 2020).

La susceptibilidad a estos daños depende de factores críticos como la concentración de H_2S , el pH del medio, la temperatura, la microestructura y la dureza del material. Por ejemplo, el SSC ocurre típicamente en aceros con dureza superior a 237 HB y en soldaduras con zonas de alta dureza. La temperatura influye también en la difusión del hidrógeno, siendo más probable el SSC a temperaturas cercanas a los 20 °C. Para prevenir estos daños, se recomienda el uso de

recubrimientos o aleaciones resistentes, tratamiento térmico posterior a la soldadura (PWHT) para reducir tensiones y durezas, así como un diseño adecuado de materiales (API, 2020).

Figura 24

Amplio abombamiento de hidrógeno en la superficie interior de un recipiente a presión de acero



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Formación de Microfisuras y Microhuecos a Alta Temperatura y Eventual Macroagrietamientos

Ataque por Hidrógeno a Alta Temperatura. Es un daño que afecta a los aceros expuestos a hidrógeno gaseoso bajo altas temperaturas y presiones. Este fenómeno ocurre debido a la interacción de átomos de hidrógeno disociados con carbono y carburos presentes en el acero, formando metano (CH_4). Inicialmente, el daño puede manifestarse como una descarburación superficial, que por sí sola no es críticamente dañina, pero indica un potencial HTHA interno. Internamente, la formación de CH_4 puede generar burbujas o cavidades que evolucionan hacia microfisuras y eventualmente fisuras que pueden unirse para formar grietas, comprometiendo la integridad del equipo. Según API RP 941, este daño es irreversible y puede provocar fallos catastróficos, especialmente en materiales susceptibles como aceros al carbono sin tratamientos posteriores al soldado (PWHT, por sus siglas en inglés) (API, 2020).

La resistencia depende de factores como la composición del acero, temperatura, presión parcial de hidrógeno y tiempo de exposición. Los aceros con mayor contenido de cromo y molibdeno muestran mayor resistencia, mientras que los aceros al carbono, especialmente en sus versiones soldadas sin PWHT, son más vulnerables. Este daño es común en unidades de hidroprocesamiento, reformadores catalíticos y otras instalaciones que operan bajo condiciones severas. La detección temprana del HTHA es complicada, pues no siempre se presenta con cambios visibles. Métodos como análisis metalográfico avanzado y técnicas de ultrasonido especializados han mostrado utilidad, pero aún tienen limitaciones (API, 2020).

Figura 25

Un par de secciones de tubería con bridas de C-½Mo de 10 pulgadas (SA335-P1 y SA234-WP1)



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

De una línea de derivación en caliente en un reformador catalítico que fue diseñado para permanecer cerrado pero que funcionó parcial o totalmente abierto durante períodos de tiempo desconocidos. Estuvieron en servicio durante ~34 años a temperaturas de hasta 960 °F (515 °C) con una presión parcial de hidrógeno de 198 psig (1,4 MPa).

Figura 26

Una fotomicrografía de la superficie interior de la tubería de la Figura 21 que muestra la descarburación completa de la estructura original. Aumento 200X



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Cambios Metalúrgicos

Grafitización. La grafitización es un proceso de deterioro microestructural que ocurre en ciertos tipos de acero al carbono y aceros $\frac{1}{2}$ Mo después de una exposición prolongada a temperaturas entre 425 °C y 595 °C (800 °F y 1100 °F). Durante este fenómeno, los carburos del acero se descomponen y forman pequeños nódulos de grafito, lo que genera una pérdida significativa en la resistencia, la ductilidad y la capacidad de soportar esfuerzos por fluencia. Este problema se ve influenciado por factores como la composición química del acero, la temperatura, el tiempo de exposición y las tensiones aplicadas al material. Aunque en un principio se pensaba que el silicio y el aluminio tenían un papel importante en este proceso, investigaciones posteriores han demostrado que su impacto es mínimo (Foulds & Viswanathan, 1992). Además, existen dos tipos principales de grafitización: la aleatoria, que tiene un impacto menor en la resistencia a la fluencia, y la localizada, conocida como "grafitización en forma de

ceja", que puede comprometer gravemente la capacidad de carga y aumentar el riesgo de fracturas frágiles en ciertas áreas (Port, 1989).

Este daño afecta tuberías y componentes de pared caliente fabricados con acero al carbono, como los que se encuentran en unidades de craqueo catalítico fluido (FCC), unidades de coque y reformadores catalíticos, especialmente cuando operan a temperaturas superiores a 455 °C (850 °F) (Wilson, 1957). Para prevenir este problema, se recomienda utilizar aceros de baja aleación que contengan cromo, ya que son más resistentes a la grafitización. Por otro lado, las inspecciones suelen incluir análisis metalográficos de muestras completas, ya que los métodos convencionales de campo no siempre logran detectar daños en el interior del material (French, 2001). Cabe mencionar que la grafitización puede ocurrir junto con otro proceso conocido como esferoidización, siendo este último más común en temperaturas superiores a 550 °C (1025 °F) (Dobis & Huang, 2005)

Figura 27

Se abrió una grieta a lo largo del borde de baja temperatura de la ZAT cuando se sometió una pieza de acero grafitizado a una prueba de flexión. La escala de la fotografía está en décimas de pulgada



Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Fragilización por Temperatura. La fragilización por revenido es un proceso que puede debilitar ciertos aceros de baja aleación, como el 2.25Cr-1Mo, cuando están expuestos durante largos períodos a temperaturas específicas, entre 345 °C y 575 °C. Este fenómeno provoca que el material se vuelva más frágil a bajas temperaturas, aumentando el riesgo de fracturas durante etapas críticas como el encendido o apagado de equipos. Este problema está relacionado con cambios en la microestructura del acero, influenciados por elementos como fósforo, estaño y arsénico, de igual manera por el historial térmico del material. Aunque no afecta directamente el rendimiento del equipo en temperaturas de operación, compromete su integridad estructural cuando existen defectos, especialmente en entornos con hidrógeno (Swift, 1976; Viswanathan, 1989).

Las unidades más vulnerables a este daño son aquellas que operan a altas temperaturas, como los reactores y separadores en plantas de hidro-procesamiento o reformadores catalíticos. Los materiales más antiguos, especialmente los fabricados antes de 1972, y las soldaduras suelen ser los más afectados. Para minimizar este riesgo, es importante usar materiales con niveles bajos de impurezas y controlar cuidadosamente los procesos de calentamiento y presurización durante las operaciones. En caso de que la fragilización ya se haya producido, es posible revertirla temporalmente mediante tratamientos térmicos, aunque, con el tiempo, el problema puede volver si el material está expuesto nuevamente a las temperaturas críticas (White & Ehmke, 1991; API 934-A, 2011).

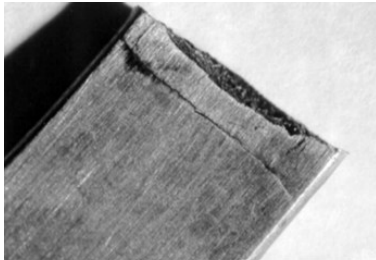
Fragilización por Hidrógeno. La fragilización por hidrógeno (HE) ocurre cuando materiales susceptibles pierden resistencia, ductilidad y capacidad para resistir fracturas debido a la entrada y difusión de hidrógeno atómico en su estructura interna. Este fenómeno puede causar fisuras frágiles, especialmente en procesos como la manufactura, la soldadura o cuando el metal

se expone al hidrógeno durante su uso. Los materiales más vulnerables son los aceros de baja aleación, aceros de alta resistencia, aceros inoxidables dúplex y algunas aleaciones de níquel de alta resistencia. Por ejemplo, los aceros con dureza superior a 22 HRC son especialmente sensibles en ambientes agresivos. Según Treseder (1981), el hidrógeno puede ingresar al metal a través de reacciones de corrosión, procedimientos de soldadura, protección catódica o procesos químicos como el decapado, aumentando así el riesgo de fracturas si el material está bajo tensión o expuesto a temperaturas críticas.

Para evitar este daño, se recomienda seleccionar materiales y tratamientos térmicos adecuados que limiten la dureza y reduzcan las tensiones internas. También es fundamental aplicar métodos de soldadura con electrodos secos y evitar revestimientos como el cadmio en piezas de alta resistencia. Además, si el hidrógeno ha penetrado en el material, es posible eliminarlo mediante un horneado controlado a altas temperaturas. Como destaca la ASM Handbook (1984), la susceptibilidad a la fragilización depende de factores como la dureza, la microestructura y las tensiones aplicadas. Inspecciones con técnicas específicas, como el ultrasonido o los ensayos de partículas magnéticas, permiten detectar fisuras relacionadas con este fenómeno. Afortunadamente, mientras no haya ocurrido una fractura, la fragilización por hidrógeno es reversible (NACE, 1984).

Figura 28

(a) Agrietamiento debido a HE de un tubo de acero de alta resistencia. (b) Grieta intergranular que emana de la superficie del tubo



(a)



(b)

Fuente. API Recommended Practice 571 (2020)

Formación de Ampollas (Blistering)

Formación de Ampollas por Hidrógeno. Es un tipo de daño que ocurre en metales debido al contacto con H_2S húmedo. Este fenómeno genera burbujas o ampollas internas en el acero, que terminan formando protuberancias visibles en la superficie. Todo comienza cuando los átomos de hidrógeno, que son altamente reactivos, se mueven a través del metal y se acumulan en pequeñas cavidades internas. Una vez allí, estos átomos se combinan para formar gas hidrógeno (H_2), lo que genera presión dentro del material y crea las ampollas. Este problema es más común en metales de baja resistencia y, lamentablemente, no tiene solución. Además, reduce permanentemente la fuerza del metal, aumentando el riesgo de fallas, incluso bajo cargas ligeras (Prueter, 2021).

Entre los factores que pueden provocar este tipo de daño están los metales de baja resistencia con impurezas son especialmente vulnerables porque el hidrógeno tiende a acumularse en esas imperfecciones. También influyen las condiciones químicas, como la exposición a elementos corrosivos presentes en el petróleo crudo, entre ellos el azufre, los cloruros y las bacterias reductoras de sulfato, que generan hidrógeno como subproducto. Las altas temperaturas y las reparaciones de soldadura mal gestionadas también pueden facilitar este problema. Para evitarlo, se pueden tomar medidas preventivas, como usar materiales más resistentes a la corrosión (por ejemplo, aceros con níquel), aplicar recubrimientos protectores, controlar las impurezas en el metal y realizar tratamientos térmicos después de soldar para eliminar el hidrógeno acumulado (Prueter, 2021).

Áreas de Deterioros para Sistemas de Tuberías

En los sistemas de tuberías industriales, ciertas áreas están más expuestas al deterioro debido a condiciones operativas, ambientales y de diseño. A continuación, se presentan las principales áreas de deterioro que requieren especial atención en la inspección y mantenimiento de tuberías.

Puntos de Inyección y Puntos de Mezcla. Los puntos de inyección y mezcla son zonas críticas en las tuberías, ya que en estos lugares los fluidos ingresan a alta velocidad y con cambios en temperatura, presión o composición química. Estas condiciones generan turbulencia, erosión acelerada y corrosión localizada, lo que puede provocar desgaste prematuro y posibles fugas si no se inspeccionan adecuadamente (ASM Handbook, 1987).

Por esta razón, la norma API-570 recomienda tratarlos como circuitos de inspección independientes y evaluarlos con frecuencia. Para definir su alcance, se considera un mínimo de 12 pulgadas (300 mm) o tres diámetros de tubería antes del punto de inyección, y hacia el

segundo cambio de dirección del flujo o 25 pies (7.6 m) después del primer cambio de dirección, dependiendo del caso. En algunas situaciones, se extiende la inspección hasta el siguiente equipo de presión.

Para detectar daños, se establecen puntos de medición de espesores (TMLs) en zonas clave, como accesorios, áreas de impacto del fluido y tramos largos de tubería. Los métodos más utilizados incluyen ultrasonido y radiografía, y cuando es posible, inspecciones visuales internas. (API 570, 2016).

Piernas Muertas (Deadlegs). Las deadlegs son secciones de tubería donde el flujo de fluido es prácticamente nulo, lo que facilita la acumulación de sedimentos y productos corrosivos. Al no haber circulación, la corrosión puede avanzar sin ser detectada hasta que ocurre una falla (ASM Handbook, 1987).

El ritmo de corrosión en una deadleg puede ser muy diferente al de las tuberías activas cercanas, por lo que es clave monitorear el espesor de la pared, especialmente en el extremo estancado y en la conexión con la línea activa. En tuberías que operan a alta temperatura, también es común que la parte superior de la deadleg se deteriore debido a los movimientos convectivos del fluido atrapado (API 570, 2016).

Para minimizar estos riesgos, lo ideal es reducir la cantidad de deadlegs o, en caso de ser necesarias, garantizar un flujo mínimo. También es importante realizar drenajes periódicos para evitar acumulaciones dañinas y monitorear las condiciones de temperatura y humedad. Finalmente, inspecciones regulares con ultrasonido (UT) o radiografía permiten evaluar su estado y prevenir fallas antes de que afecten la integridad del sistema.

Corrosión Bajo Aislamiento (CUI) e Inspección de ECSCC. La corrosión bajo aislamiento ocurre cuando la humedad queda atrapada entre el aislamiento térmico y la superficie de la tubería, acelerando la degradación del material. En ciertos casos, la corrosión por cloruros puede provocar agrietamiento por corrosión bajo tensión externa (ECSCC) (ASM Handbook, 1987). Esta humedad puede provenir de la lluvia, fugas, condensación o sistemas de rociado. En el caso del acero al carbono, la CUI suele presentarse como corrosión localizada, mientras que en aceros inoxidable austeníticos puede provocar agrietamiento por esfuerzo debido a la presencia de cloruros (API-570, 2016).

Algunas zonas son más propensas a sufrir CUI, como, por ejemplo, las tuberías expuestas a rocío de torres de enfriamiento, ventilaciones de vapor, sistemas de diluvio o derrames de procesos. También es un problema frecuente en tuberías que operan entre $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($25\text{ }^{\circ}\text{F}$ - $250\text{ }^{\circ}\text{F}$), especialmente si hay ciclos constantes de condensación y evaporación. Además, aquellas que operan a temperaturas superiores a $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($250\text{ }^{\circ}\text{F}$) pero que tienen periodos intermitentes de inactividad pueden desarrollar corrosión cuando se enfrían (API-570, 2016).

Dentro de las áreas de mayor riesgo, se incluyen soportes de tuberías, bridas, válvulas y accesorios con formas irregulares que dificultan el sellado del aislamiento. También pueden verse afectadas zonas donde el aislamiento está deteriorado o mal instalado, así como puntos bajos en tuberías donde se acumula humedad. Para prevenir este problema, es clave realizar inspecciones periódicas en las zonas más vulnerables. Se recomienda revisar especialmente los puntos donde se haya retirado el aislamiento para medición de espesores, asegurando que se vuelvan a sellar correctamente. Métodos como ultrasonido y radiografía permiten detectar daños sin necesidad de retirar completamente el aislamiento (API-570, 2016).

Interfaces Suelo-Aire y Corrosión del Suelo de Tuberías Enterradas. Las tuberías que surgen del suelo hacia la atmósfera enfrentan condiciones ambientales variables, lo que las hace propensas a una corrosión acelerada en la zona de transición. Durante las inspecciones programadas, se debe revisar el estado del recubrimiento, buscar zonas de tubería expuesta y medir la profundidad de posibles picaduras. Si se detecta corrosión significativa, es necesario realizar mediciones de espesor y, en algunos casos, excavar para determinar si el daño está localizado o afecta a un área más amplia del sistema enterrado. Es importante restaurar correctamente los recubrimientos y envolturas después de cualquier inspección para evitar que la exposición al ambiente acelere la corrosión. Si la tubería enterrada tiene una protección catódica en buen estado, solo se deberá excavar si hay evidencia de daño en el recubrimiento. En caso de tuberías sin recubrimiento en la zona de transición, se recomienda excavar entre 150 mm y 300 mm (6 a 12 pulgadas) para detectar posibles daños ocultos (API-570, 2016).

En interfaces con concreto o asfalto, se debe verificar el estado del sellado, ya que su deterioro permite la entrada de humedad y puede acelerar la corrosión. Si la tubería tiene más de 10 años, es recomendable inspeccionar la corrosión antes de volver a sellar la unión (API-570, 2016).

Corrosión Localizada y Específica del Servicio

Algunos procesos industriales permiten que la creación de condiciones muy corrosivas en ciertos puntos de la tubería, dependiendo del tipo de fluido transportado.

De acuerdo con la normativa API-570 (2016), un programa de inspección efectivo debe incluir tres elementos fundamentales para identificar la corrosión localizada o específica del servicio, y así seleccionar los puntos adecuados para la medición del espesor de las tuberías.

En primer lugar, es necesario contar con un inspector que tenga un buen conocimiento del servicio y de las áreas donde es más probable que se produzca la corrosión. En segundo lugar, debe hacerse un uso extensivo de técnicas de examen no destructivo (END). Finalmente, es crucial mantener una comunicación constante con el personal operativo para identificar cualquier alteración en el proceso que pueda afectar las tasas de corrosión.

Este tipo de corrosión puede ocurrir en diversas situaciones, como en las líneas de efluentes de reactores hidropresadores, aguas abajo de los puntos de inyección o aguas arriba de los separadores de productos. También se presenta en corrientes de condensación, como las que se encuentran en fraccionadores, o por el ingreso inesperado de ácidos o soluciones cáusticas en sistemas de tuberías no aleadas o acero no tratado post-soldadura. La condensación de sales de amonio en corrientes de hidropresos y áreas con flujo turbulento en sistemas ácidos también son puntos críticos. Las tuberías de acero al carbono operando a altas temperaturas y con alto contenido de azufre, especialmente las sin silicio, son vulnerables en entornos sulfídicos. Otros casos incluyen corrosión bajo depósitos en lodos o soluciones cristalizantes, así como la corrosión por cloruros en sistemas de regeneración de reformadores catalíticos y en puntos calientes de tuberías con aislamiento térmico (API-570, 2016).

Erosión y Corrosión/erosión. La erosión es producida cuando partículas sólidas o líquidas impactan repetidamente sobre una superficie, eliminando material y dejando marcas como surcos y agujeros. Este fenómeno ocurre en zonas de flujo turbulento, especialmente en cambios de dirección de las tuberías o después de válvulas de control, donde se puede generar vaporización. Cuando las corrientes contienen muchas partículas y fluyen a altas velocidades, la erosión se intensifica (ASM Handbook, 1987).

Cuando la erosión se combina con la corrosión (erosión/corrosión), el daño es mucho mayor que si ocurriera por separado. Este tipo de daño es más frecuente en áreas con alta velocidad y turbulencia (API-570, 2016).

Algunos puntos críticos que deben ser inspeccionados incluyen las zonas aguas abajo de las válvulas de control, orificios, descargadores de bombas, cambios de dirección del flujo, como en los codos, y en zonas donde la configuración de las tuberías provoca turbulencia, como soldaduras, termómetros y bridas, especialmente en sistemas sensibles a la velocidad como los de hidrosulfuro de amonio y ácido sulfúrico. Para inspeccionar estos puntos, se deben usar métodos no destructivos como escaneo ultrasónico, perfil radiográfico o corriente de Eddy, para medir el espesor en áreas amplias (API-570, 2016).

Agrietamiento por Factores Ambientales. El agrietamiento ambiental se refiere a la fractura quebradiza de materiales que, en condiciones normales, son dúctiles, donde la presencia de un entorno corrosivo juega un papel clave en la falla (Kaiser & McAllister, 2023). Este fenómeno puede afectar a una amplia gama de metales y aleaciones, y abarca varios tipos de agrietamiento, tales como:

Fragilización por hidrógeno

Agrietamiento inducido por hidrógeno, incluido el agrietamiento por hidrógeno orientado por tensión

Agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC)

Corrosión por sulfuro (SSC)

Generalmente, la causa de estas fallas repentinas tipo agrietamiento es una combinación de tensiones de tracción (tanto aplicadas como residuales) y la exposición a un ambiente corrosivo específico. Para prevenir este tipo de agrietamiento, es crucial un diseño adecuado y una selección correcta de materiales acorde con las condiciones del entorno (Eckert, 2017).

Corrosión Bajo Revestimiento y Deposito. La corrosión bajo revestimientos y depósitos ocurre cuando la humedad y otros elementos corrosivos quedan atrapados entre la tubería y su recubrimiento o residuos superficiales, favoreciendo su degradación sin ser visible. Si los recubrimientos están en buen estado y no hay señales claras de deterioro, generalmente no es necesario retirarlos. Sin embargo, si se observan daños como grietas, separaciones o burbujas, puede ser necesario quitar partes del recubrimiento para examinar el estado de la tubería debajo. En algunos casos, la inspección ultrasónica desde el exterior puede ayudar a verificar el grosor de la pared y detectar estos problemas sin necesidad de retirar el revestimiento.

En el caso de los revestimientos refractarios, es posible que se presenten fisuras o desprendimientos sin causar problemas inmediatos. Pero si se detecta hinchazón o separación, se debe retirar parte del revestimiento para inspeccionar la tubería debajo. Si no se pueden quitar, se pueden tomar mediciones ultrasónicas desde el exterior (API-570, 2016).

Finalmente, cuando hay depósitos de material como coque en las tuberías, es importante revisar si hay corrosión activa debajo. Para esto, puede ser necesario realizar inspecciones específicas en áreas clave, como eliminar los depósitos en líneas grandes o usar métodos de END como radiografía en líneas más pequeñas (API 570-2016).

Agrietamiento por Fatiga. La fisura por fatiga en sistemas de tuberías ocurre debido a tensiones cíclicas causadas por presión, factores mecánicos o térmicos. Puede ser de bajo ciclo,

relacionada con los ciclos de calentamiento y enfriamiento, o de alto ciclo, debido a vibraciones excesivas. Las fisuras suelen detectarse en puntos de alta concentración de tensiones, como conexiones de ramales o soldaduras, y se utilizan técnicas como pruebas de penetrante líquido o partículas magnéticas para su detección. La fatiga por fisura puede causar fallas antes de ser detectada, por lo que un diseño adecuado es clave para prevenir su iniciación (API-570, 2016).

Agrietamiento por Creep. La fisura por fluencia (Creep) ocurre debido a la combinación de tiempo, temperatura y tensión, y se acelera cuando las condiciones operativas son cíclicas. Las áreas de alta concentración de tensiones son más susceptibles a este tipo de daño. Las temperaturas altas pueden alterar las propiedades del material, debilitando el equipo. Para su detección, se emplean métodos como pruebas de penetrante líquido, partículas magnéticas, ultrasonido, radiografía y metalografía in situ (API-570, 2016).

Daño por congelación. Ocurre cuando el fluido dentro de una tubería se congela y se expande, generando una presión interna que puede superar la resistencia del material. Esta expansión puede provocar deformaciones, fisuras e incluso fracturas completas, dando lugar a fugas que afectan la integridad del sistema. Este problema es especialmente común en regiones con climas fríos, así como en tuberías con agua estancada o flujo intermitente, donde la falta de movimiento del fluido facilita la congelación. Por ello, es importante inspeccionar los componentes expuestos antes de que el sistema se descongele. Si ha ocurrido una rotura, la fuga puede ser temporalmente contenida por el fluido congelado. Las zonas bajas, las piernas de drenaje y las deadlegs deben ser revisadas con especial cuidado (API-570, 2016).

Corrosión del Punto de Contacto. Es un tipo de degradación localizada del material que ocurre en áreas donde las tuberías u otras estructuras metálicas entran en contacto con soportes, abrazaderas u otros materiales, sean metálicos o no metálicos. Esta corrosión suele desarrollarse

debido a la acumulación de humedad, agua estancada o contaminantes, lo que acelera el proceso de deterioro.

En ambientes marinos, la presencia de cloruros puede intensificar el daño, generando picaduras o agrietamiento en aceros inoxidable y aleaciones de aluminio.

Debido a su carácter localizado y a que puede no ser evidente en inspecciones visuales, la detección de la corrosión en puntos de contacto requiere técnicas avanzadas como ultrasonido (UT), corrientes inducidas (eddy current), líquidos penetrantes o radiografía, permitiendo así una evaluación más precisa del daño estructural (API 570, 2016).

En la industria petroquímica, diversos mecanismos de daño son comunes, incluyendo corrosión atmosférica, corrosión bajo aislamiento (CUI), corrosión del punto de contacto, agrietamiento por fatiga (mecánica y térmica), erosión y corrosión/erosión en sistemas de vapor, problemas en piernas muertas, puntos de inyección y mezcla, agrietamiento por corrosión bajo tensión por cloruros, corrosión por suelos, corrosión galvánica, oxidación, y corrosión por H₂S/H₂ a alta temperatura. Estos mecanismos, causados por factores como la exposición a ambientes corrosivos, ciclos de carga repetidos, altas temperaturas y la presencia de contaminantes, pueden llevar a modos de falla como fugas, rupturas y deformaciones en las tuberías. Los códigos API, como el API 570 y API 571, juegan un papel crucial en la mitigación de estos riesgos al proporcionar directrices para la inspección, el diseño, la selección de materiales y las prácticas de mantenimiento. Al adherirse a estas normas, las empresas pueden identificar y abordar proactivamente los mecanismos de daño, implementando estrategias de prevención y monitoreo que aseguren la integridad de los sistemas de tuberías y minimicen el riesgo de fallas catastróficas, mejorando así la seguridad y eficiencia operativa.

Metodología que Garantiza la Confiabilidad en Sistemas de Tuberías a Presión, Aplicando las Recomendaciones del Código API 570.

El objetivo de esta metodología es garantizar la confiabilidad de los sistemas de tuberías a presión mediante un enfoque sistemático y detallado, siguiendo las recomendaciones del código API 570, estándar para inspeccionar, evaluar, reparar y mantener sistemas de tuberías metálicas. Para ello, se recomienda una metodología integral.

El presente desarrollo aborda los fundamentos teóricos y prácticos del código API 570, describiendo una metodología que asegura la confiabilidad de los sistemas de tuberías a presión.

Evaluación Inicial del Riesgo

La etapa inicial para garantizar la confiabilidad consiste en llevar a cabo una evaluación de riesgos. Esto implica identificar aquellos factores que podrían poner en peligro la integridad de las tuberías y, a partir de ello, priorizar los esfuerzos de inspección y mantenimiento, a través de:

Identificación de Mecanismos de Daño. La identificación de los mecanismos de daño es esencial para evaluar el estado de la tubería y de cada uno de sus componentes. El código API 570 establece las responsabilidades del ingeniero inspector en la detección de materiales y equipos afectados, así como en el análisis de los factores críticos, la morfología y la apariencia del daño. También aborda estrategias para la prevención y mitigación de estos problemas.

Determinar los mecanismos de daño que afectan las tuberías, como:

Corrosión interna y externa.

Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (SCC).

Erosión.

Fatiga térmica o mecánica.

Usar herramientas como diagramas de flujo de procesos (PFD) y análisis históricos de fallas.

Inspección Basada en Riesgo (RBI). La Inspección Basada en Riesgo (RBI) es una metodología sistemática que revoluciona la planificación de inspecciones y mantenimiento en instalaciones industriales, especialmente en sectores como petróleo, gas y petroquímica. De acuerdo con el API 570 en el ítem 3.1.93 define el RBI de la siguiente forma 'Es un proceso de evaluación y gestión de riesgos que se centra en la planificación de la inspección de sistemas de tuberías por pérdida de contención en instalaciones de procesamiento, que considera tanto la probabilidad de falla como las consecuencias de la falla por deterioro de los materiales de construcción'.

El Análisis de Riesgo Basado en Inspección (RBI) constituye una metodología avanzada para evaluar sistemáticamente la integridad de equipos industriales, permitiendo determinar intervalos, fechas y alcance de inspecciones técnicas conforme a estándares internacionales como API 580.

La evaluación RBI se fundamenta en dos dimensiones críticas:

Probabilidad de Falla (PoF): Identifica mecanismos de daño que se determinan por factores como corrosión, fatiga y condiciones operativas. Se evalúa el estado actual del equipamiento y se analizan las inspecciones previamente realizadas.

Consecuencia de Falla (CoF): Se estudian los posibles impactos sobre el personal, el ambiente, la economía y la continuidad operacional.

La implementación técnica de esta metodología exige la aplicación rigurosa de normativas API 580 y 581, realizando un análisis detallado de variables críticas y desarrollando planes de inspección personalizados que consideren las particularidades específicas de cada instalación industrial.

Entre los beneficios estratégicos del RBI se encuentran la optimización de recursos de mantenimiento, la reducción de riesgos operacionales, la extensión de la vida útil de los equipos y una planificación preventiva más eficiente y anticipatoria.

La identificación de ventanas operativas de integridad y el análisis comprehensivo de los posibles escenarios de falla permiten a las organizaciones implementar acciones preventivas más efectivas y económicamente racionales.

En este sentido la evaluación API 581 RBI proporciona datos sobre las frecuencias o periodos de inspección, la extensión del trabajo y las prioridades para los equipos, dando como resultado la matriz de riesgo y su categorización.

La Inspección Basada en Riesgo (RBI) es un enfoque sistemático crucial para optimizar la gestión de la integridad de equipos en industrias como las petroquímicas. RBI se basa en analizar tanto la probabilidad de fallas como las consecuencias que estas podrían acarrear, permitiendo así una planificación de inspecciones y mantenimiento más eficiente y enfocada en los riesgos reales. Al considerar factores como la corrosión, la fatiga del material y las condiciones operativas, RBI ayuda a determinar la frecuencia y el alcance adecuados de las inspecciones, maximizando la eficiencia de los recursos y reduciendo los riesgos operativos. En

resumen, la implementación de RBI conduce a una mejor gestión de los activos, prolongando la vida útil de los equipos, optimizando la asignación de recursos y contribuyendo a un entorno operativo más seguro y eficiente.

Plan de Inspección

Una vez identificados los riesgos, se debe desarrollar un plan estructurado para inspeccionar las tuberías, asegurando que se cumplan los requisitos del API 570.

El API 574 7.1 describe el plan de inspección como “Un conjunto documentado de acciones y estrategias que detallan el alcance, la extensión, los métodos y el tiempo de actividades de inspección específicas para determinar la condición de un circuito de tuberías en función de un daño definido/esperado. A menudo se desarrolla e implementa un plan de inspección para sistemas de tuberías dentro del alcance API 570. También se pueden incluir otros sistemas de tuberías en el programa de inspección y, en consecuencia, tener un plan de inspección.

Un plan de inspección debe contener las tareas de inspección, el alcance de la inspección y el cronograma necesarios para monitorear los mecanismos de daño identificados y garantizar la integridad mecánica de los componentes de las tuberías en el sistema. API 570 define el contenido mínimo de un plan de inspección.

Los planes de inspección para sistemas de tuberías se pueden mantener en hojas de cálculo, archivos impresos y bases de datos de software de inspección patentados.”

Plan de Inspección Según API 570. Un plan de inspección es un conjunto documentado de estrategias y acciones que detallan el alcance, métodos, extensión y el cronograma de las

actividades de inspección. El propósito de este plan es determinar la condición de un sistema o circuito de tuberías en función del daño esperado o definido.

Sistematización y Circuitización de Tuberías. Para desarrollar planes de inspección que incluyan el alcance, la frecuencia, las técnicas y la ubicación, las tuberías de las instalaciones deben dividirse en sistemas y circuitos.

Los sistemas de tuberías se pueden definir a nivel de diagrama de flujo de proceso (PFD). Los sistemas de tuberías generalmente tienen características comunes, tales como:

Intención del proceso.

Esquema de control de procesos.

Composición del flujo de proceso.

Condiciones operativas de diseño.

Conjunto similar o relacionado de ventana operativa de integridad.

Circuitos de tuberías a menudo se definen a nivel de diagrama de proceso e instrumentación (P&ID). La definición de sistemas y circuitos en función de los mecanismos de daño potencial puede generar un plan de inspección con una alta probabilidad de detectar daños⁵. La circuitería de tuberías es una división adicional de los sistemas de tuberías en secciones de tuberías y/o componentes de tuberías individuales que tienen mecanismos de daño comunes, el mismo material de construcción y tienen índices y modos de daño similares.

Desarrollo de un Plan de Inspección. Se debe establecer un plan de inspección para todos los sistemas y/o circuitos de tuberías y los dispositivos de alivio de presión asociados dentro del alcance del código API 570. El plan de inspección debe ser desarrollado por el

inspector y/o ingeniero, consultando a especialistas en corrosión para identificar mecanismos de daño potenciales y ubicaciones específicas donde puede ocurrir degradación.

El plan de inspección se desarrolla a partir del análisis de varias fuentes de datos, incluidos los registros de inspección de tuberías. Los sistemas de tuberías se evalúan en función de los tipos de mecanismos de daño presentes o posibles. Los métodos y el alcance de las pruebas no destructivas se evalúan para asegurar que puedan identificar adecuadamente el mecanismo de daño y la gravedad del daño. La subdivisión de los sistemas de tuberías en circuitos sujetos a mecanismos de daño comunes facilita la selección de las técnicas de inspección más adecuadas para encontrar el daño que es más probable que ocurra en el circuito de tuberías.

Los exámenes se programarán a intervalos que consideren:

Tipo de daño (ver API 571).

Rata de progresión de daño.

Capacidad del método END para identificar el daño.

Intervalos máximos según lo definido en códigos y estándares.

Alcance del examen.

Historial operativo reciente, incluidas las excedencias de IOW.

Registros del MOC que pueden afectar los planes de inspección.

Evaluaciones RBI o clasificación de tuberías.

El plan de inspección debe desarrollarse utilizando las fuentes de información más apropiadas, incluidas las referencias enumeradas en la Sección 2 de API 5705. Los planes de inspección deben revisarse y modificarse según sea necesario cuando se identifiquen variables que puedan afectar los mecanismos de daño y/o las tasas de deterioro, como las que se incluyen en los informes de inspección o en los documentos de gestión de cambios.

Contenido Mínimo de un Plan de Inspección. El plan de inspección debe incluir las tareas de inspección y el cronograma necesarios para monitorear los mecanismos de daño identificados y asegurar la integridad de la presión de los sistemas de tuberías. El plan debe:

Definir el tipo(s) de inspección necesaria (por ejemplo, interna, externa, on-stream, no intrusiva).

Identificar la próxima fecha de inspección para cada tipo de inspección.

Describir los métodos de inspección y las técnicas de END.

Describir el alcance y las ubicaciones de la inspección y END en los CMLs.

Describir los requisitos de limpieza de superficies necesarios para la inspección y los exámenes para cada tipo de inspección.

Describir los requisitos de cualquier prueba de presión necesaria (por ejemplo, tipo de prueba, presión de prueba, temperatura de prueba y duración).

Describir cualquier reparación necesaria si se conoce o se planificó previamente antes de la próxima inspección.

Describir los tipos de daños previstos o experimentados en los sistemas de tuberías.

Definir la ubicación del daño esperado.

Definir cualquier acceso especial y preparación necesaria.

El desarrollo de un plan de inspección robusto bajo API 570 es crucial para asegurar la integridad y confiabilidad de los sistemas de tuberías en las instalaciones industriales. Este proceso implica la sistematización y circuitería de las tuberías, lo que permite una identificación precisa de los mecanismos de daño potenciales y facilita la aplicación de técnicas de inspección específicas y efectivas.

Un plan de inspección bien elaborado no solo detalla el tipo, la frecuencia y el alcance de las inspecciones, sino que también considera la historia operativa, los cambios en el proceso y las evaluaciones de riesgo. La consulta con especialistas en corrosión y la adaptación continua del plan en función de los resultados de las inspecciones y los cambios en las condiciones operativas son esenciales para su éxito.

En conclusión, la implementación rigurosa de un plan de inspección basado en API 570, con énfasis en la sistematización, la identificación de riesgos y la mejora continua, es fundamental para prevenir fallas, minimizar los riesgos y asegurar la operación segura y eficiente de las instalaciones.

Evaluación de la Integridad

Como se indicó anteriormente, la integridad de los sistemas de tuberías es fundamental. Esta monografía profundiza en los métodos de evaluación, análisis y registro de datos de inspección, basados en los códigos API 570, API 571 y API 574. Se busca proporcionar información más detallada sobre la aplicación de estos códigos en la práctica.

La evaluación de la integridad no es un proceso estático, sino un ciclo dinámico que requiere una comprensión profunda de los mecanismos de daño, una recopilación exhaustiva de

datos de inspección y una aplicación rigurosa de criterios de aceptación y rechazo basados en códigos y estándares reconocidos. Al adoptar un enfoque proactivo y sistemático, las organizaciones pueden mitigar los riesgos asociados con la operación de sistemas de tuberías, prolongar su vida útil de manera segura y eficiente, y optimizar sus estrategias de mantenimiento.

La integridad de los sistemas de tuberías es fundamental para la seguridad y eficiencia en diversas industrias. Los códigos API 570, 571 y 574 ofrecen directrices para la inspección, evaluación y mantenimiento de estos sistemas, buscando prevenir fallas y optimizar su vida útil. Este documento explorará los aspectos clave de la evaluación de la integridad, el análisis de datos de inspección, el cálculo de la vida remanente y la determinación de la presión máxima de trabajo permitida (MAWP).

Ciclo Dinámico de la Evaluación de la Integridad. La evaluación de la integridad es un proceso continuo que requiere:

Entender los mecanismos de daño: Identificar los tipos de degradación que pueden afectar las tuberías (corrosión, erosión, fatiga, etc.) según API 571.

Recopilar datos de inspección: Obtener información mediante técnicas de inspección no destructivas (END), como mediciones de espesor, inspección visual, ultrasonido, radiografía, etc.

Analizar datos: Evaluar los datos recopilados y aplicar criterios de aceptación/rechazos basados en códigos y estándares reconocidos.

Determinación de la Rata de Corrosión. La rata de corrosión es esencial para predecir la vida útil restante. API 570 y API 574 detallan los siguientes métodos:

Método Punto a Punto. Este método implica calcular las tasas de corrosión a largo plazo (LT) y a corto plazo (ST) a partir de las mediciones de espesor en los CMLs (Location for Thickness Measurement).

$$\text{Rata de Corrosión (LT)} = (\text{Espesor Inicial} - \text{Espesor Actual}) / \text{Tiempo Transcurrido}$$

$$\text{Rata de Corrosión (ST)} = (\text{Espesor Anterior} - \text{Espesor Actual}) / \text{Tiempo Transcurrido}$$

Es crucial comparar las tasas de corrosión LT y ST para determinar cuál de ellas produce la vida remanente más corta. El inspector autorizado, en consulta con un especialista en corrosión, deberá seleccionar la tasa de corrosión que mejor refleje el proceso actual para determinar el intervalo de inspección.

Método de Análisis Estadístico. El Propietario-Usuario puede optar por utilizar un método de análisis estadístico (por ejemplo, gráficos de probabilidad o herramientas relacionadas) para establecer una estimación representativa de la corrosión, la vida útil restante y/o la fecha de re-inspección. Cualquier enfoque estadístico deberá documentarse.

Para sistemas de tuberías recién instalados o cambios en el servicio, se debe emplear uno de los siguientes métodos para determinar la tasa probable de corrosión:

La tasa de corrosión de un circuito de tuberías se puede calcular a partir de datos recopilados por el propietario/usuario en sistemas de tuberías de material similar en servicio comparable y condiciones de operación comparables.

Si no se dispone de datos para el mismo servicio o uno similar, se puede estimar una tasa de corrosión para un circuito de tuberías a partir de la experiencia del propietario/usuario o de datos publicados sobre sistemas de tuberías en servicio comparable.

Si la tasa de corrosión probable no se puede determinar mediante ninguno de los métodos enumerados en a) o b), las determinaciones iniciales de la medición del espesor se realizarán después de no más de tres meses de servicio mediante mediciones de espesor no destructivas del sistema de tuberías.

Cálculo de la Vida Remanente (API 570, API 574). La vida remanente se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Vida Remanente (años)} = (\text{Espesor Actual} - \text{Espesor Requerido}) / \text{Rata de Corrosión}$$

Donde:

Es el espesor actual, medido en el momento de la inspección.

Es el espesor requerido, calculado por las fórmulas de diseño (por ejemplo, presión y estructural) antes de que se agreguen el margen de corrosión y la tolerancia del fabricante.

Determinación de MAWP (Presión Máxima de Trabajo Permitida) (API 570). La presión máxima de trabajo permitida (MAWP) para el uso continuado de los sistemas de tuberías debe establecerse utilizando el código aplicable. Los cálculos pueden realizarse para materiales conocidos siempre que se conozcan todos los detalles esenciales y se cumplan con los principios del código aplicable.

Fórmula para MAWP:

$$\text{MAWP} = (S * E * t) / D$$

donde:

S: es el estrés permitido a la temperatura de diseño.

E: es el factor de calidad longitudinal.

t: es el espesor de la pared corroída (espesor actual menos dos veces la pérdida de corrosión estimada hasta la próxima inspección).

D: es el diámetro exterior de la tubería.

Determinación del Espesor Requerido (API 570, API 574). El espesor requerido de una tubería debe ser el mayor entre el espesor de diseño para presión y el espesor estructural mínimo. Para servicios de alto riesgo, el ingeniero de tuberías debe considerar aumentar el espesor requerido para tener en cuenta cargas inesperadas o desconocidas, o pérdida de metal no detectada. Consultar la API 574 para obtener información sobre la determinación de los espesores de diseño para presión, espesores estructurales mínimos, espesores mínimos requeridos y espesores mínimos de alerta.

Evaluación de los Resultados de la Inspección (API 570, API 579-1/ASME FFS-1). Los componentes que contienen presión que se encuentran con degradación que podría afectar su capacidad de soportar cargas deben ser evaluados para su continuación en servicio o retirados del servicio hasta que se realicen acciones correctivas o reparaciones. Las técnicas de Aptitud para el Servicio, como las documentadas en API 579-1/ASME FFS-1, pueden ser utilizadas para esta evaluación.

Las siguientes técnicas pueden ser utilizadas según corresponda:

Evaluación de pérdida general de metal

Evaluación de pérdida local de metal

Evaluación de corrosión por picadura

Evaluación de ampollas y laminaciones

Evaluación de defectos similares a grietas

Evaluación de los efectos del daño por incendio

Análisis de Estrés en Tuberías. El análisis de esfuerzos en tuberías para evaluar la flexibilidad del sistema y la adecuación de los soportes no se realiza normalmente como parte de una inspección de tuberías. Sin embargo, muchos sistemas de tuberías existentes fueron analizados como parte de su diseño original o como parte de una recalificación o modificación, y los resultados de estos análisis pueden ser útiles para desarrollar planes de inspección.

El análisis de esfuerzos en tuberías puede identificar los componentes más estresados en un sistema de tuberías y predecir el movimiento térmico del sistema cuando se pone en operación. Esta información se puede utilizar para concentrar los esfuerzos de inspección en las ubicaciones más propensas a daños por fatiga debido a ciclos de expansión térmica y/o daños por creep en tuberías de alta temperatura.

Informes y Registros para la Inspección de Sistemas de Tuberías. Los propietarios/usuarios de sistemas de tuberías deberán mantener registros permanentes y progresivos de sus sistemas de tuberías y dispositivos de alivio de presión. Se mantendrán registros permanentes durante toda la vida útil de cada sistema de tuberías.

Tipos de Registro de Tubería:

Información de Fabricación, Construcción y Diseño en la Medida en que Esté Disponible

Historia de Inspección

Información sobre Reparación, Alteración y Re-rating

Registros de Operación y Mantenimiento

En este sentido el cumplimiento de las directrices API 570, 571 y 574 permite la evaluación sistemática, el análisis y el registro de datos de inspección. A través de la aplicación correcta de estas normas, las empresas pueden mejorar la fiabilidad, la seguridad y la eficacia de sus operaciones, minimizando al mismo tiempo los riesgos asociados a las fallas de las tuberías.

Reparación y Alteración

La operación segura y confiable de los sistemas de tuberías es un aspecto crítico en las industrias de procesos. A lo largo de su vida útil, estos sistemas pueden experimentar degradación debido a la corrosión, erosión, daños mecánicos u otros factores, lo que requiere la implementación de reparaciones, alteraciones o la reevaluación de sus parámetros de diseño (re-rating).

Se tiene como objetivo proporcionar una visión general de los procedimientos y consideraciones clave relacionados con las reparaciones, alteraciones y re-rating de sistemas de tuberías, basándose en las recomendaciones de los códigos y estándares industriales, principalmente API 570 (Inspección, Reparación, Alteración y Reconstrucción de Sistemas de Tuberías en Servicio), ASME B31.3 (Código de Tuberías de Proceso) y otras prácticas recomendadas como API 577 y API 2201. Se explorarán los requisitos para la autorización, aprobación y ejecución de trabajos, así como los métodos de reparación soldada y no soldada, las consideraciones para la soldadura en servicio (hot tapping) y los criterios para el precalentamiento y el tratamiento térmico posterior a la soldadura (PWHT).

Generalidades sobre Reparaciones y Alteraciones (API 570, ASME B31.3). Para realizar reparaciones en servicio de sistemas de tuberías, es importante seguir los principios de ASME B31.3 en la medida de lo posible. Este código está diseñado principalmente para el diseño y construcción de sistemas de tuberías, pero sus principios también son aplicables en la inspección, revalorización, reparación y modificación de sistemas en operación. Sin embargo, cuando no sea factible seguir estrictamente ASME B31.3, especialmente en aspectos como especificaciones de materiales nuevas, requisitos de inspección, tratamientos térmicos y pruebas de presión, se recomienda utilizar API 570 como guía. API 570 es más adecuado para la inspección, revalorización y reparación de sistemas existentes. Además, para reparaciones y modificaciones soldadas, se deben seguir los principios y prácticas establecidas en API 577. En resumen, las reparaciones deben combinar los principios de ASME B31.3 con las guías de API 570 y API 577 para asegurar que se realicen de manera segura y eficiente, manteniendo la integridad del sistema.

Autorización. La organización de reparación debe estar autorizada y el trabajo debe ser autorizado por el inspector. Las alteraciones requieren aprobación del ingeniero de tuberías. El inspector designa puntos de espera.

Aprobación. El inspector o ingeniero aprueba métodos de diseño, ejecución, materiales, procedimientos de soldadura, examen y pruebas. El propietario/usuario aprueba la soldadura en servicio.

Grietas. Consultar al ingeniero de tuberías antes de reparar por soldadura.

Tabla 1

Resumen de Requisitos de Reparación y Alteración

Aspecto	Requisito
Código Aplicable	Principios de ASME B31.3 o el código de construcción original, guiados por API 570 cuando ASME B31.3 no es aplicable.
Autorización	Inspector antes del inicio, ingeniero de tuberías para alteraciones.
Aprobación	Inspector o ingeniero de tuberías para métodos, materiales, etc. Propietario/usuario para soldadura en servicio.
Soldadura de Grietas	Consulta con el ingeniero de tuberías antes de reparar.
Soldadura en servicio	Debe hacerse de acuerdo con API 2201. El inspector deberá utilizar, como mínimo, la “Lista de Verificación Sugerida para Hot Tap” contenida en API 2201 para las operaciones de hot tapping.

Nota. Esta tabla resume los requisitos clave que deben cumplirse al realizar reparaciones o alteraciones en sistemas de tuberías según API 570. Incluye el código aplicable, las autorizaciones necesarias, los responsables de aprobar los procedimientos, y los lineamientos específicos para soldaduras, especialmente en servicio, conforme a API 2201. *Fuente.*

Elaboración Propia.

Reparaciones por Soldadura (API 570, ASME PCC-2)

Reparaciones Temporales (On-stream). Se puede aplicar una media caña soldada de doble circunferencia o una envoltura de caja (diseñadas por el ingeniero). Consultar ASME PCC-

2. Las grietas longitudinales no deben repararse así a menos que no se propaguen. Para áreas localizadas con SMYS de la tubería $\leq 40,000$ psi, se puede soldar un parche. No se debe instalar un parche sobre un parche existente. Para fugas menores, se pueden soldar envolturas. La soldadura en servicio de Clase 1 requiere revisión por un ingeniero.

Tabla 2

Resumen de Métodos de Reparación por Soldadura

Tipo de Reparación	Descripción	Requisitos Clave
Temporal (On-stream)	Media caña soldada, envoltura de caja, parche soldado (para áreas localizadas con SMYS $\leq 40,000$ psi).	Aprobación del ingeniero, no para grietas longitudinales (a menos que se evalúe la propagación), sin parche sobre parche.
Permanente	Eliminación del defecto con ranura de soldadura y relleno, reemplazo de sección, parches insertados.	Soldaduras a tope de penetración total, 100% radiografía o pruebas ultrasónicas (Clase 1 y 2), esquinas redondeadas.
Distancia entre el extremo de la soldadura	d es la distancia mínima entre los extremos de las soldaduras a tope de los accesorios de soldadura a tope adyacentes, en pulgadas (milímetros);	R es el radio interior en pulgadas (milímetros);

Nota. Esta tabla resume los métodos de reparación por soldadura permitidos por API 570, diferenciando entre reparaciones temporales y permanentes. Se detallan las técnicas utilizadas, los requisitos específicos para su ejecución y las condiciones mínimas que deben cumplirse,

como el tipo de soldadura, inspección y separación entre uniones soldadas. Fuente. Elaboración Propia.

Reparaciones sin Soldadura (API 570, ASME PCC-2). Las reparaciones temporales pueden realizarse instalando una envoltura diseñada (abrazadera atornillada, envoltura compuesta no metálica, etc.). El diseño debe controlar las cargas de empuje axial. Los dispositivos temporales deben retirarse y reemplazarse con reparaciones permanentes en paradas programadas. Los procedimientos con fluidos selladores de fugas deben ser revisados por el inspector o ingeniero.

Tabla 3

Resumen de Reparaciones sin Soldadura

Tipo de Reparación	Descripción	Consideraciones Clave
Temporal	Envolturas diseñadas (abrazaderas, materiales compuestos), selladores de fugas.	Control de cargas axiales, compatibilidad del sellador, impacto en otros componentes, riesgo de corrosión/agrietamiento por tensión en pernos.
Inyección de fugas	Los procedimientos que incluyen fluidos selladores de fugas (“inyección”) para tuberías de proceso deben ser revisados para su aceptación por el inspector o ingeniero de tuberías	Compatibilidad del sellador con el material que presenta fuga; la presión de inyección sobre la abrazadera (especialmente al volver a inyectar) y cualquier fuerza de compresión resultante.

Nota. Esta tabla presenta los métodos de reparación sin soldadura permitidos por API 570, incluyendo soluciones temporales y técnicas de inyección de fugas. Se destacan las consideraciones clave para su aplicación segura, como la compatibilidad de materiales, control

de esfuerzos mecánicos y revisión técnica por parte del inspector o ingeniero de tuberías. Fuente. Elaboración Propia.

Soldadura y Hot Tapping (API 570, API 2201, API 577). Toda soldadura debe realizarse según ASME B31.3 o el código original. La soldadura en componentes en operación debe seguir API 2201. El inspector debe usar la "Lista de Verificación Sugerida para Hot Tap" de API 2201.

Procedimientos, Calificaciones y Registros: La organización de reparación debe usar soldadores y procedimientos calificados según ASME B31.3 (o el código original). Mantener registros de procedimientos y calificaciones.

El inspector deberá utilizar, como mínimo, la “Lista de Verificación Sugerida para Hot Tap” contenida en API 2201 para las operaciones de hot tapping realizadas en componentes de tuberías

Tabla 4

Requisitos para Soldadura y Hot Tapping

Aspecto	Requisito
Código	ASME B31.3 o el código de construcción original.
API 2201	Soldadura en componentes en operación.
Calificaciones	Soldadores y procedimientos calificados según ASME B31.3 (o el código original).
Registros	Mantener registros de procedimientos y calificaciones.

Nota. Esta tabla resume los requisitos establecidos por API 570 y API 2201 para realizar soldaduras y hot tapping en sistemas en operación. Incluye el código aplicable, calificaciones necesarias, y la obligación de mantener registros técnicos actualizados. **Fuente.** Elaboración Propia.

Pre calentamiento y PWHT (API 570, API 577, ASME B31.3)

Pre calentamiento. Las temperaturas deben estar de acuerdo con el código y el procedimiento calificado. Las excepciones para reparaciones temporales requieren aprobación.

NOTA: El pre calentamiento por sí solo no puede considerarse como una alternativa a la prevención de agrietamiento ambiental.

PWHT. El tratamiento térmico posterior a la soldadura debe realizarse según ASME B31.3 (o el código original). El PWHT local puede sustituirse por un bandaje de 360° si el ingeniero lo aprueba y se cumplen ciertos requisitos (espesor del metal base, gradientes térmicos, pre calentamiento de 300 °F (150 °C) o más, etc.

Tabla 5*Requisitos de Precalementamiento y PWHT*

Aspecto	Requisito
Precalementamiento	Según el código y el procedimiento calificado. Aprobación para excepciones temporales.
PWHT	Según ASME B31.3 o el código original. PWHT local con bandaje de 360° con aprobación del ingeniero.
Precalementamiento o Depósito Controlado	Métodos de Soldadura por Precalementamiento o Depósito Controlado como Alternativas al Tratamiento Térmico Posterior a la Soldadura.

Nota. Esta tabla detalla los requisitos relacionados con el precalementamiento y el tratamiento térmico posterior a la soldadura (PWHT) según API 570 y ASME B31.3. Incluye condiciones específicas para aplicar métodos alternativos como precalementamiento o depósito controlado, siempre con la debida aprobación técnica. Fuente. Elaboración Propia.

Métodos de Soldadura por Precalementamiento o Depósito Controlado como Alternativas al Tratamiento Térmico Posterior a la Soldadura. En algunos casos, el PWHT completo puede tener efectos adversos potenciales en el equipo y las tuberías. No obstante, las tuberías pueden haber sido originalmente sometidas a PWHT o pueden requerir PWHT de acuerdo con el código de construcción original. En estos casos, el precalementamiento y la soldadura por depósito controlado pueden ser utilizados en lugar del PWHT. Antes de utilizar métodos alternativos, un ingeniero de tuberías deberá asegurar que la alternativa sea adecuada basándose en una revisión metalúrgica. La revisión deberá considerar factores como la razón del

PWHT original, la susceptibilidad al agrietamiento por corrosión bajo tensión, las tensiones en la ubicación de la soldadura, la susceptibilidad al agrietamiento por corrosión bajo tensión.

Alteraciones. Incluyen cualquier trabajo en un sistema que cambie la configuración física o los parámetros de diseño, resultando en que difiera del diseño original.

Para las alteraciones soldadas, se recomienda la inspección por partículas magnéticas o líquidos penetrantes de todas las soldaduras de filete de fijación y todas las soldaduras de accesorios de tubería

Gestión de Cambios (MOC)

La Gestión del Cambio (MOC) es un componente crítico en la metodología que garantiza la confiabilidad en sistemas de tuberías a presión, especialmente en el contexto de las normas establecidas por el código API 570. Este código proporciona directrices esenciales para la inspección, reparación, alteración y reclasificación de sistemas de tuberías que han estado en servicio, asegurando así la integridad mecánica y la seguridad operativa de estos sistemas.

Importancia del MOC en Sistemas de Tuberías a Presión

Proceso Documentado y Controlado. El MOC establece un sistema de gestión documentado para la revisión y aprobación de cambios en los sistemas de tuberías. Este proceso es vital antes de implementar cualquier modificación, ya sea física o relacionada con el proceso. La participación del personal de inspección es fundamental, ya que puede ser necesario ajustar los planes de inspección como resultado de los cambios propuestos. Esto asegura que cualquier modificación no comprometa la integridad estructural del sistema.

Responsabilidad del Propietario/Usuario. El propietario o usuario del sistema tiene la responsabilidad de implementar un proceso efectivo de MOC que no solo revise y controle los

cambios en el hardware, sino que también considere los aspectos operativos. Un MOC bien estructurado permite al grupo de inspección abordar cuestiones críticas relacionadas con la adecuación del diseño y la condición actual de las tuberías para los cambios propuestos. Esto incluye anticipar posibles problemas relacionados con la corrosión y otros tipos de daños que puedan afectar la integridad del sistema.

Actualización Continua y Prevención Proactiva. El MOC no solo se centra en la modificación inmediata, sino que también implica una actualización continua del plan y los registros de inspección. Esto es esencial para garantizar que todos los cambios se documenten adecuadamente y se tomen en cuenta en futuras evaluaciones. La capacidad de prever cómo los cambios pueden afectar la integridad de las tuberías es crucial para evitar fallos catastróficos.

Inspecciones Externas y Monitoreo Visual. Durante las inspecciones externas, se debe prestar especial atención a elementos críticos como las soldaduras y las uniones, donde pueden surgir grietas o corrosión. El MOC enfatiza la importancia del monitoreo visual para detectar fallas tempranas, lo que es esencial para prevenir incidentes mayores. Los orificios de drenaje deben permanecer abiertos para proporcionar evidencia visual de fugas, garantizando así una respuesta rápida ante cualquier signo de problema.

Análisis de Datos y Mejora Continua. El análisis constante de datos es otra faceta importante del MOC. Dado que la tasa de corrosión calculada se basa en el historial operativo anterior, es vital monitorear cualquier aceleración en esta tasa a lo largo del tiempo y estar al tanto de los cambios operacionales planificados. Programas efectivos como el MOC e Inspección Basada en Riesgo (IBR) son necesarios para rastrear variables críticas que pueden influir en la susceptibilidad al daño por corrosión.

Desarrollo del MOC. Para desarrollar un proceso de Gestión del Cambio (MOC) en sistemas de tuberías a presión, es fundamental seguir una serie de pasos bien definidos que aseguren la integridad y la seguridad del sistema. A continuación, se describen los pasos recomendados, basados en las directrices del código API 570.

Pasos Para Desarrollar Un MOC

Identificación del Cambio

Definir el Alcance del Cambio. Determinar qué aspectos del sistema de tuberías se verán afectados (físicos o de proceso).

Evaluar la Necesidad del Cambio. Justificar por qué se requiere el cambio y cuáles son los beneficios esperados.

Evaluación de Riesgos

Análisis de Riesgos. Realizar un análisis de riesgos para identificar posibles impactos negativos del cambio en la integridad del sistema.

Involucrar al Personal de Inspección. Asegurar que el personal encargado de la inspección esté involucrado en esta fase para que puedan aportar su experiencia.

Desarrollo del Plan de MOC

Documentación del Proceso. Crear un documento que detalle el cambio propuesto, la evaluación de riesgos y las medidas a tomar.

Definir Roles y Responsabilidades. Asignar tareas específicas a los miembros del equipo involucrado en el MOC

Revisión y Aprobación

Revisión por Parte de Expertos. Someter el plan a revisión por parte de ingenieros y personal técnico calificado.

Aprobación Formal. Obtener la aprobación necesaria antes de proceder con la implementación del cambio.

Implementación del Cambio

Ejecutar el Cambio Según lo Planificado. Asegurarse de que todas las modificaciones se realicen conforme al plan aprobado.

Monitoreo Durante la Implementación. Supervisar el proceso para detectar cualquier problema que pueda surgir.

Actualización de Documentación

Actualizar Registros. Modificar los registros y planes de inspección para reflejar los cambios realizados.

Documentar Lecciones Aprendidas. Registrar cualquier lección aprendida durante el proceso para mejorar futuros MOC.

Seguimiento y Revisión Post-Implementación

Evaluar el Impacto del Cambio. Realizar un seguimiento para determinar si el cambio ha tenido los efectos deseados.

Revisar Planes de Inspección. Ajustar los planes de inspección según sea necesario, basándose en los resultados obtenidos tras la implementación.

Mejora Continua

La mejora continua es un principio esencial en la gestión de sistemas de tuberías a presión, que busca optimizar el rendimiento y la confiabilidad de estos sistemas a lo largo del tiempo. Este enfoque se alinea con las recomendaciones de los códigos API 570 y API 574, que establecen directrices para la inspección, mantenimiento y gestión de la integridad de las tuberías. A continuación, se amplía el tema de mejora continua y su importancia en este contexto.

Concepto de Mejora Continua. La mejora continua es un proceso sistemático que busca incrementar la eficiencia y efectividad de los sistemas mediante la implementación de cambios incrementales y sostenidos. En el ámbito de los sistemas de tuberías a presión, esto implica una revisión constante de procesos, procedimientos y tecnologías utilizadas para asegurar que se cumplan los estándares más altos de seguridad y rendimiento.

Principios Clave de la Mejora Continua. Cultura Organizacional: Fomentar una cultura que valore la retroalimentación y la innovación es fundamental. Los empleados deben sentirse capacitados para proponer mejoras y participar activamente en el proceso.

Análisis de Datos. La recopilación y análisis de datos son esenciales para identificar áreas de mejora. Esto incluye el seguimiento del rendimiento del sistema, las tasas de fallas y los resultados de las inspecciones.

Capacitación y Desarrollo. Invertir en la formación continua del personal garantiza que estén al tanto de las mejores prácticas y tecnologías emergentes, lo que puede contribuir significativamente a la mejora del sistema.

Implementación de Tecnología Avanzada. La adopción de tecnologías modernas, como sistemas de monitoreo en tiempo real y software analítico, permite una gestión más eficiente y proactiva del sistema.

Revisión Regular. Establecer un ciclo regular de revisión y evaluación ayuda a identificar rápidamente cualquier desviación del rendimiento esperado, permitiendo ajustes oportunos.

Aplicación en Sistemas de Tuberías a Presión. La mejora continua se puede aplicar en varias etapas dentro del ciclo de vida de los sistemas de tuberías a presión.

Evaluación Inicial del Riesgo. Antes de implementar cualquier cambio, es crucial realizar una evaluación exhaustiva del riesgo asociado con el sistema actual. Esto permite establecer un punto de referencia sobre el cual medir futuras mejoras.

Planificación y Ejecución del Mantenimiento. El mantenimiento preventivo regular es vital para prevenir fallas. Implementar un programa que incluya inspecciones periódicas y mantenimiento basado en condiciones puede reducir significativamente los costos operativos a largo plazo.

Análisis Post-Inspección. Después de cada inspección, es fundamental analizar los resultados para identificar patrones o problemas recurrentes. Esto no solo ayuda a abordar problemas existentes sino también a anticipar futuros fallos.

Implementación del MOC. La Gestión del Cambio (MOC) debe ser parte integral del proceso continuo. Cada cambio propuesto debe ser evaluado por su impacto en la integridad del sistema, asegurando que se mantenga la seguridad operativa.

Innovación Tecnológica. La incorporación de tecnologías avanzadas para el monitoreo y control puede mejorar significativamente la eficiencia operativa. Por ejemplo, el uso de válvulas reguladoras automáticas puede optimizar el flujo y reducir pérdidas.

Retroalimentación Continua. Establecer mecanismos para recibir retroalimentación constante permite ajustar procesos en tiempo real, mejorando así la capacidad del sistema para adaptarse a nuevas condiciones o requisitos operacionales.

Por lo anterior se evidencia que la mejora continua es un enfoque indispensable para garantizar la confiabilidad en sistemas de tuberías a presión, alineándose con las directrices establecidas por los códigos API 570 y API 574. Al adoptar un enfoque sistemático que incluya evaluación constante, capacitación, implementación tecnológica y revisión regular, las organizaciones pueden no solo cumplir con los estándares regulatorios sino también optimizar su rendimiento operativo a largo plazo.

La metodología descrita anterior mente mejora los procesos de gestión de la integridad de sistemas de tuberías al proporcionar un enfoque sistemático y detallado, fundamentado en las recomendaciones del código API 570. Al implementar una Evaluación Inicial del Riesgo, se priorizan los esfuerzos de inspección y mantenimiento, identificando los mecanismos de daño que pueden afectar las tuberías, tales como corrosión, agrietamiento y erosión. La aplicación de la Inspección Basada en Riesgo (RBI) optimiza la planificación de inspecciones, enfocándose en áreas de mayor riesgo y maximizando la eficiencia de los recursos. El desarrollo de un Plan de Inspección detallado, que incluye la sistematización y circuitería de las tuberías, permite la aplicación de técnicas de inspección específicas y efectivas, mientras que la Evaluación de la Integridad asegura la continua monitorización y análisis de los datos recopilados. En resumen, esta metodología, al adoptar un enfoque proactivo y sistemático, no solo optimiza los recursos de

mantenimiento y reduce los riesgos operacionales, sino que también prolonga la vida útil de los equipos y mejora la seguridad y eficiencia en la operación de los sistemas de tuberías a presión.

Conclusiones

Después de analizar el Código API 570 y su aplicación en la generación de confiabilidad en sistemas de tuberías a presión en plantas petroquímicas, se llega a las siguientes conclusiones.

El Código API 570 es una herramienta fundamental para garantizar la integridad y confiabilidad de las tuberías en plantas petroquímicas. Su aplicación adecuada minimiza los riesgos de fallas, accidentes y paradas no programadas.

Las inspecciones, tanto internas como externas, son esenciales para identificar y evaluar el estado de las tuberías. La frecuencia y el tipo de inspección deben basarse en una evaluación de riesgos (RBI) para optimizar los recursos y maximizar la efectividad.

El personal encargado de las inspecciones y el mantenimiento debe tener un conocimiento profundo del Código API 570 y estar capacitado para identificar los diferentes mecanismos de daño y modos de falla.

La gestión de la integridad de las tuberías debe estar integrada con la gestión general de activos de la planta. Esto permite una toma de decisiones más informada y una asignación de recursos más eficiente.

La aplicación rigurosa del API 570 se traduce en beneficios tangibles, como la reducción de riesgos, la mejora de la eficiencia operativa, la prolongación de la vida útil de las instalaciones y el cumplimiento de las regulaciones.

Además de las conclusiones generales, se identificaron aspectos específicos clave. La corrosión (generalizada, localizada, galvánica, etc.) es uno de los principales mecanismos de

daño en las tuberías. Otros mecanismos importantes son la erosión, el agrietamiento por tensión y la fatiga.

La metodología RBI es una herramienta valiosa para priorizar las inspecciones y el mantenimiento en función del riesgo. Permite enfocar los recursos en las áreas de mayor riesgo y optimizar los programas de inspección.

El Código API 570 proporciona directrices claras para la reparación y alteración de tuberías. Es fundamental seguir estas directrices para garantizar que las reparaciones sean seguras y efectivas.

La documentación y los registros precisos son esenciales para el seguimiento del estado de las tuberías y la evaluación de la efectividad de los programas de inspección y mantenimiento.

El Código API 570 se actualiza periódicamente para reflejar los avances tecnológicos y las mejores prácticas de la industria. Es importante mantenerse al día con las últimas revisiones del código.

Recomendaciones

Basándose en las conclusiones anteriores, se hacen las siguientes recomendaciones:

Implementación Completa del API 570: Se recomienda a las plantas petroquímicas implementar el Código API 570 en su totalidad, adaptándolo a sus necesidades específicas.

Desarrollo de Programas de Inspección: Desarrollar programas de inspección basados en la metodología RBI, que incluyan inspecciones visuales, pruebas no destructivas y análisis de datos.

Capacitación Continua del Personal: Proporcionar capacitación continua al personal encargado de las inspecciones y el mantenimiento, asegurándose de que estén al tanto de las últimas revisiones del Código API 570 y las mejores prácticas de la industria.

Integración de Sistemas de Información: Integrar los sistemas de información de gestión de activos con los sistemas de inspección y mantenimiento para facilitar el acceso a la información y mejorar la toma de decisiones.

Auditorías Periódicas: Realizar auditorías periódicas de los programas de inspección y mantenimiento para verificar su cumplimiento con el Código API 570 y las mejores prácticas de la industria.

Además de las recomendaciones generales, se proponen las siguientes acciones específicas:

Evaluación de Corrosión: Realizar evaluaciones de corrosión detalladas para identificar las áreas de mayor riesgo y determinar las estrategias de mitigación más adecuadas.

Uso de Tecnologías Avanzadas: Considerar el uso de tecnologías avanzadas de inspección, como la termografía infrarroja, la radiografía digital y los sistemas de ultrasonido guiado, para mejorar la detección de fallas.

Implementación de un Programa de Gestión de Cambios: Implementar un programa de gestión de cambios para garantizar que cualquier modificación en los sistemas de tuberías se evalúe cuidadosamente y se realice de acuerdo con el Código API 570.

Participación en la Comunidad: Participar activamente en la comunidad de profesionales de la integridad de tuberías para compartir conocimientos y aprender de las experiencias de otros.

Investigación Continua: Fomentar la investigación continua en el campo de la integridad de tuberías para desarrollar nuevas tecnologías y metodologías que mejoren la confiabilidad y la seguridad de las instalaciones.

Referencias Bibliográficas

- Ahmad, Z. (2006). *Principios de la ingeniería: Corrosión y control de la corrosión*. Recuperado el 14 de marzo de 2025, de <https://books.google.com.mx/...>
- Alvarez, C. (2023, 17 de diciembre). *API RP 577: Selección ensayos no destructivos*. INSPENET. Recuperado el 20 de agosto de 2024, de <https://inspenet.com/articulo/api-rp-577...>
- American Petroleum Institute (API). (2008). *Recommended Practice 581: Risk-Based Inspection Technology* (2nd ed.).
- American Petroleum Institute (API). (2011). *Recommended Practice 934-A*.
- American Petroleum Institute (API). (2016). *Piping Inspection Code: In-service inspection, rating, repair, and alteration of piping systems* (4th ed.).
- American Petroleum Institute (API). (2018). *API 570: Piping Inspection Code: In-service inspection, rating, repair, and alteration of piping systems*.
- American Petroleum Institute (API). (2020). *Recommended Practice 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry* (3rd ed.).
- American Petroleum Institute (API). (2024). *Recommended Practice 574: Inspection Practices for Piping System Components*.
- American Petroleum Institute (API). *API 570: Piping Inspection Code: In-service inspection, rating, repair, and alteration of piping systems*.

American Petroleum Institute (API). *API 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*.

American Petroleum Institute (API). *API 574: Inspection Practices for Piping System Components*.

American Petroleum Institute (API). *Recommended Practice 580: Risk-Based Inspection*.

American Petroleum Institute (API). *Recommended Practice 932-B: Design, Materials, Fabrication, Operation, and Inspection Guidelines for Corrosion Control in Hydroprocessing Reactor Effluent Air Cooler (REAC) Systems*.

American Petroleum Institute (API). *Recommended Practice 941: Steels for Hydrogen Service at Elevated Temperatures and Pressures in Petroleum Refineries and Petrochemical Plants* (8th ed.).

ASM International. (1984). *ASM Handbook: Corrosion* (Vol. 13). Materials Park, OH.

ASM International. *ASM Handbook: Failure Analysis and Prevention* (Vol. 11). Materials Park, OH.

ASTM. (1995). *ASTM MNL41: Fracture and Fatigue Control in Structures: Applications of Fracture Mechanics*. ASM International.

ASTM. *ASTM STP1428: Thermomechanical Fatigue Behavior of Materials*. American Society for Testing and Materials.

Babcock & Wilcox. (1992). *Steam—Its Generation and Use* (40th ed.).

Beggs, D. V., & Howe, R. W. (1993). Effects of welding and thermal stabilization on the sensitization and polythionic acid stress corrosion cracking of heat and corrosion-resistant alloys. *Corrosion/93, Paper No. 541*, NACE International.

Bloch, H. P. (2012). *Machinery failure analysis and troubleshooting: Practical machinery management for process plants*. Butterworth-Heinemann. Recuperado de <https://books.google.es/books?hl=es...>

Corrosion Basics—An Introduction. (1984). NACE International.

Dillon, C. P. (1994). *Corrosion Control in the Chemical Process Industries*. Materials Technology Institute.

Dooley, B., & McNaughton, W. (1995). *Boiler Tube Failures: Theory and Practice*. EPRI.

Eckert, R. B. (2017). Residual life predictions—Extending service life. En *Elsevier eBooks* (pp. 765–786). <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-101105-8.00032-2>

Ehmke, E. F. (1975). Corrosion correlation with ammonia and hydrogen sulfide in air coolers. *Materials Protection*, NACE International.

F.H. Vitovec, et al. (1964). The growth rate of fissures during hydrogen attack of steels. *Proceedings of the API Division of Refining*, 44(3), 179–188.

French, D. N. (1993). *Metallurgical Failures in Fossil Fired Boilers*. John Wiley and Sons.

Garverick, L. (1994). *Corrosion in the Petrochemical Industry*. ASM International.

- Herro, H. M., & Port, R. D. (1991). *The Nalco Guide to Cooling Water System Failure Analysis*. McGraw-Hill.
- Houska, C. R. (1988). Hydrogen blistering of steels—A review. *Corrosion Reviews*, 8(1–2), 1–44.
- Kane, R. D., & Cayard, M. S. (1996). Failure of reactor effluent air coolers in a hydroprocessing unit. *Corrosion/96, Paper No. 555*, NACE International.
- Kane, R. D., & Maldonado, F. (1990). Sulfidation corrosion in petroleum refining. *Corrosion/90, Paper No. 80*, NACE International.
- Kobayashi, M. (2007). Fitness-for-service evaluations in pressure equipment. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 129(3), 384–390.
- Latanision, R. M., & Gudas, J. P. (1980). Stress corrosion cracking of metals—A state-of-the-art review. *Materials Performance*, 19(2), 9–21.
- McIntire, P. (Ed.). (1991). *Non-Destructive Testing Handbook: Vol. 3. Ultrasonic Testing* (2nd ed.). American Society for Nondestructive Testing.
- McIntyre, P. F., & Kane, R. D. (1992). Corrosion and materials selection for refinery process units. *Corrosion/92, Paper No. 185*, NACE International.
- Mundt, D. J., & Shoemaker, L. E. (1991). Hydrogen attack in steels: A review. *Materials Performance*, 30(7), 47–52.

National Association of Corrosion Engineers (NACE). (2006). *MR0175/ISO 15156: Petroleum and natural gas industries—Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production*.

National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspectors. (2001). *NB-23: National Board Inspection Code*.

Nelson, W. H. (1958). Review of hydrogen attack in steel. *Materials Protection*, 7(1), 6–17.

Port, R. D., & Herro, H. M. (1991). *The Nalco Guide to Boiler Failure Analysis*. McGraw-Hill.

Roberge, P. R. (2008). *Corrosion Engineering: Principles and Practice*. McGraw-Hill Education.

Roberge, P. R. (Ed.). (2000). *Handbook of Corrosion Engineering*. McGraw-Hill.

Sánchez, R., & González, A. (2018). *Integridad mecánica de equipos estáticos: Evaluación de daños, métodos de inspección y análisis de fallas*. Ediciones Petroquímica.

Shackelford, J. F. (2016). *Introduction to Materials Science for Engineers* (8th ed.). Pearson.

Smith, R. L., & Hamilton, M. L. (1987). Environmentally assisted cracking in high-temperature water. *Corrosion Reviews*, 6(1–2), 45–70.

Spencer, R. D., & Van Rooyen, D. (1981). Hydrogen embrittlement and cracking of steels. *Corrosion*, 37(9), 503–512.

- Spence, J., & Tooth, A. S. (2006). *Plant Life Management for Aging Nuclear Power Plants*. Woodhead Publishing.
- Swift, R. A. (1976). Temper embrittlement in low-alloy ferritic steels. *Paper No. 125, Corrosion/76*, NACE International.
- Symesl.com. (s.f.). *Sistema de tuberías: Estrategias clave y técnicas eficientes para potenciar su rendimiento*. Recuperado el 11 de junio de 2025, de <https://symesl.com>
- Thielsch, H. (1977). *Defects and failures in pressure vessels and piping*. Krieger Publishing.
- Ullmann, F. (2003). *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry* (6th ed., Vol. A7). Wiley-VCH.
- Viswanathan, R. (1989). *Damage mechanisms and life assessment of high-temperature components*. ASM International.
- White, R. A., & Ehmke, E. F. (1991). Materials selection for refineries and associated facilities. In *NACE Conference Papers* (pp. 53–54). NACE International.
- Zavarse, A. (2024, enero 17). Norma API 574: Inspección de tuberías. *INSPENET*. Recuperado el 20 de agosto de 2024, de <https://inspenet.com/articulo/norma-api-574-inspeccion-de-tuberias/>