

Estado Del Arte Sobre Los Mecanismos De Falla Presentados En Gasoductos

Jose Luis Ordoñez Rodriguez

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Metalúrgico

Director

Darío Yesid Peña Ballesteros

Doctor en Corrosión

Codirector

Carlos Andrés Galán Pinilla

Doctor en Ingeniería de Materiales

Universidad Industrial de Santander

Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela De Ingeniería Metalúrgica Y Ciencia De Los Materiales

Bucaramanga

2024

DEDICATORIA

Principalmente a Dios por haberme permitido cumplir esta etapa de mi vida. A mi madre por su dedicación, su amor, su entrega y por su apoyo incondicional. A mi nono y nona por su amor y apoyo en este largo tiempo. A mi mejor amigo paco por haberme brindado su amor y su fiel compañía durante todas las noches de estudio. A los amigos por sus consejos y amistad sincera. A todos los que hicieron parte de este proceso, infinitas gracias.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco encarecidamente a todas las personas que hicieron parte del proceso formativo. A los profesores y profesoras que con amor y dedicación compartieron su conocimiento, especialmente a todos los profesores y técnicos que hacen parte de la escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales. A Darío Yesid Peña Ballesteros y Carlos Andrés Galán Pinilla, los cuales me brindaron su disposición, apoyo y conocimiento para poder lograr la culminación de este proyecto. A mi madre y abuela porque fueron base fundamental para culminar este proceso. A mis compañeros por su disposición y colaboración en cada etapa. A los amigos que me dejó el alma mater por su amistad sincera y valiosa. A la selección de tenis de campo por los triunfos, los viajes y los buenos momentos.

CONTENIDO

Introducción	10
1. Objetivos.....	12
Objetivo General.....	12
Objetivos Específicos.....	12
2. Fallas en Gasoductos.....	13
2.1 Generalidades de la tubería para el transporte de gas	13
2.1.1 Tipos de fabricación.....	14
3. Clasificación de Fallas	14
4. Falla por Actividad de Terceros.....	16
5. Falla por Corrosión	18
5.1.1 Corrosión uniforme	20
5.1.1.1 Prevención/Mitigación.....	21
5.1.2 Corrosión por picaduras	22
5.1.2.1 Prevención/Mitigación.....	23
5.1.3 Corrosión bajo tensión o por fisuras	24
5.1.3.1 Prevención/Mitigación.....	26
5.1.4.1 Factores que Influyen en la Corrosión Bajo Deposito	28
5.1.4.2 Prevención/Mitigación.....	29
5.1.4.2.1 Mitigación por Diseño.	29
5.1.4.2.2 Limpieza Mecánica.....	30
5.1.4.2.3 Tratamiento Químico.	30

5.1.5.1 Prevención/Mitigación.....	31
5.1.6 Daño en el Recubrimiento	32
5.1.6.1 Prevención/Mitigación.....	33
5.2 Corrosión Interna	34
5.2.1 Ácido Sulfhídrico (H ₂ S)	34
5.2.2 Dióxido de Carbono (CO ₂)	34
5.2.3 Oxígeno (O ₂).....	35
5.2.4 Ácidos Orgánicos.....	35
5.2.5 Prevención/Mitigación.....	35
6. Impacto Ambiental y Económico	36
7. Conclusiones	37
Referencias Bibliográficas	39

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Causa de Incidentes	15
Figura 2 Atentados a Oleoductos y Gasoductos anualmente en Colombia	17
Figura 3 Número de atentados por departamento en los últimos 15 años	17
Figura 4 Formas de corrosión externa en Gasoductos con y sin recubrimiento	20
Figura 5 Formas características de la Corrosión uniforme	21
Figura 6 Progreso de la corrosión por picaduras en la superficie del gasoducto	22
Figura 7 Fisuras en la superficie	25
Figura 8 Propagación intergranular de las fisuras, 300X.....	26
Figura 9 Concentración de iones bajo deposito en la superficie de una tubería	27
Figura 10 Efecto de Depósitos Específicos en la Velocidad de Corrosión.....	28
Figura 11 Presencia de Ampolla por Hidrógeno en la Superficie de la Tubería	31
Figura 12 Etapas presentes en el daño del recubrimiento.....	33

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Requisitos mecánicos según la norma API 5L13

Tabla 2 Morfología de corrosión por picaduras.....23

RESUMEN**TÍTULO:** Mecanismo de Falla Presentados en Gasoductos: Estado del Arte***AUTOR:** Jose Luis Ordoñez Rodriguez****PALABRAS CLAVE:** Mecanismos de Falla, Gasoductos, Sistemas de Compresión

DESCRIPCIÓN: Los gasoductos desempeñan un papel crucial en la eficiente distribución de gas natural, un recurso esencial en la matriz energética global. Estas infraestructuras conforman una red vital que conecta los puntos de producción con los centros de consumo, sirviendo a industrias, hogares y centrales eléctricas. Los gasoductos, diseñados para transportar considerables volúmenes de gas natural a lo largo de extensas distancias y terrenos diversos, están contruidos con materiales altamente resistentes, como el acero, para soportar las demandas extremas del transporte a altas presiones. En paralelo, los sistemas de compresión son elementos esenciales que garantizan el funcionamiento eficiente de los gasoductos. Dado que el gas tiende a dispersarse durante su trayecto, la compresión estratégica en puntos clave asegura un flujo constante, mejorando significativamente la eficiencia del transporte.

El petróleo y el gas desempeñan un papel fundamental al proporcionar más del 50% de la energía mundial en la actualidad (Overholt, 2016). Dada la alta demanda asociada con estos sistemas de transporte, surgen una variedad de problemas, que van desde corrosión y fatiga hasta errores de diseño y condiciones ambientales extremas, entre otros desafíos más específicos que se abordarán a lo largo de este estudio. El acero, utilizado de manera predominante en las tuberías destinadas al transporte de petróleo y gas, presenta una notable susceptibilidad a la corrosión (Sharma y Maheshwari, 2017). Por consiguiente, la identificación y monitoreo constante de estos mecanismos de falla resultan esenciales para garantizar la integridad y el rendimiento óptimo de estas cruciales infraestructuras.

El propósito de esta investigación es esclarecer los diversos mecanismos de falla inherentes a los gasoductos, así como proponer estrategias efectivas para mitigarlos.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica. Darío Yesid Peña Ballesteros, PhD.

Codirector: Carlos Andrés Galán Pinilla, PhD.

ABSTRACT**TITLE:** Failure Mechanisms in Gas Pipelines: State of the Art***AUTHOR:** Jose Luis Ordoñez Rodríguez****KEY WORDS:** Failure Mechanisms, Gas Pipelines, Compressor Systems

DESCRIPTION: Pipelines play a crucial role in the efficient distribution of natural gas, an essential resource in the global energy matrix. These infrastructures form a vital network that connects production points with consumption centers, serving industries, households, and power plants. Pipelines, designed to transport substantial volumes of natural gas over extensive distances and diverse terrains, are constructed with highly resistant materials, such as steel, to withstand the extreme demands of high-pressure transportation. Simultaneously, compression systems are essential elements that ensure the efficient operation of pipelines. Since gas tends to disperse during its journey, strategic compression at key points ensures a constant flow, significantly enhancing transport efficiency.

Oil and gas play a fundamental role by providing over 50% of the world's energy today (Overholt, 2016). Given the high demand associated with these transportation systems, a variety of issues arise, ranging from corrosion and fatigue to design errors and extreme environmental conditions, among other more specific challenges that will be addressed throughout this study. Steel, predominantly used in pipes for oil and gas transportation, exhibits a notable susceptibility to corrosion (Sharma and Maheshwari, 2017). Therefore, the constant identification and monitoring of these failure modes are essential to ensure the integrity and optimal performance of these crucial infrastructures.

The purpose of this research is to elucidate the various inherent failure modes in pipelines, as well as to propose effective strategies to mitigate them.

*Degree work

**Faculty of Physicochemical Engineering. School of Metallurgical Engineering. Darío Yesid Peña Ballesteros, PhD.

Co-advisor: Carlos Andrés Galán Pinilla, PhD.

Introducción

En la actualidad, el gas y el petróleo se destacan como recursos de alto valor, contribuyendo con más del 50% de la energía global (Overholt,2016). La creciente necesidad de petróleo y gas natural ha llevado a las empresas a explorar estos recursos en entornos desafiantes. El transporte y la distribución de este petróleo y gas se realiza a través de gasoductos, lo que demanda un alto nivel de seguridad, así como confianza para reducir costos, mejorar la eficiencia operativa y minimizar los accidentes asociados (Zandinava, 2022). Hoy en día, el acero sigue siendo el material esencial en la construcción de conductos en las líneas de transmisión de gas, siendo reconocido como uno de los medios de transporte más seguro y eficiente en comparación con el transporte por ferrocarril y carretera, aunque según un informe del Departamento de Transporte de los Estados Unidos (US DOT 2016), se han registrado aproximadamente 10,000 fallos desde 2002 hasta 2016 en US. Estos incidentes han generado repercusiones significativas en cuanto a seguridad, medio ambiente y economía, por lo que es pertinente conocer cuáles son los principales mecanismos de fallos y posibles formas de mitigarlos.

Por lo anterior, el objetivo de este trabajo es realizar una recopilación de los principales mecanismos de falla en gasoductos. Como resultado se busca identificar y documentar de manera detallada los diversos mecanismos y factores que pueden conducir a la disfunción o deterioro de estas infraestructuras. A través de esta recopilación, se pretende ofrecer una visión integral de los posibles escenarios de fallo, destacando factores claves como la corrosión, fatiga mecánica, grietas por hidrogeno, desgaste, abrasión y otros aspectos operacionales relevantes que puedan afectar la integridad y operatividad de los gasoductos y sistemas de transporte relacionados.

Este trabajo se llevó a cabo mediante una investigación bibliográfica, enfocada en la búsqueda y análisis de libros, bases de datos, normas, revistas, artículos de investigación y

prácticas recomendadas relevantes que abordaron la temática, la cual está dividida en secciones donde se detallan los mecanismos de fallas presente en gasoductos. La información revisada fue organizada por temática y clasificada utilizando herramientas de gestión bibliográfica como Scopus, Google Scholar y Mendeley. En este sentido, el presente trabajo buscó establecer una base que pueda ser utilizada como referencia en investigaciones futuras centradas en la mitigación de estos mecanismos. Al proporcionar una recopilación de los diversos mecanismos que pueden conducir al deterioro de los gasoductos, se pretende no solo comprender mejor los desafíos actuales, sino también proporcionar un punto de partida para el desarrollo de estrategias y prácticas efectivas de mitigación y prevención.

1. Objetivos

Objetivo General

Realizar un análisis bibliográfico de las publicaciones científicas sobre los diferentes mecanismos de falla presentes en sistemas de transporte de gas.

Objetivos Específicos

Analizar cuáles son los mecanismos de falla que más afectan a los sistemas de gaseoductos y que incidencia tienen estos.

Identificar diferentes mecanismos de control sobre integridad estructural de los sistemas de transporte de gas.

2. Fallas en Gasoductos

En el presente capítulo se expondrá la clasificación de las fallas en gasoductos considerando diversos criterios relevantes. Estos incluyeron tanto la clasificación de las fallas por actividades de terceros, como por corrosión interna y externa, daño en el recubrimiento, entre otros. Además, se clasificó la información según especificaciones técnicas del material, la ubicación de las fallas en la tubería, los factores contribuyentes a las fallas y los métodos de monitoreo utilizados para la prevención de estos.

2.1 Generalidades de la tubería para el transporte de gas

La American Petroleum Institute (API) establece las propiedades mecánicas, composición química y métodos de soldadura que se deben observarse en la producción de tuberías destinadas al transporte de gas natural, utilizando aceros de baja aleación de alta resistencia (Sharma & Maheshwari, 2016). La norma clasifica los grados de acero en tres categorías: A, B y X. Los grados A y B son utilizados para aplicaciones más generales, como lo son el transporte de fluidos no corrosivos. Mientras que los grados X, como X42, X52, X65, entre otros, son designados para servicios más especializados con requisitos de resistencia superior, como lo son el transporte de gas natural. Por ejemplo, para el grado X52 tiene un límite elástico de 52 ksi. En la Tabla 1 podemos observar los requisitos mecánicos según el grado de acero, como la resistencia a la tracción mínima, límite elástico mínimo y % de elongación mínima.

Tabla 1

Requisitos mecánicos según la norma API 5L

Grado de acero	Resistencia a la tracción mínima MPa (Ksi)	Límite elástico mínimo MPa (Ksi)	Elongación mínima (%)
A	335 (48)	205 (30)	35
B	415 (60)	240 (35)	30

X42	415 (60)	290 (42)	30
X46	435 (63)	320 (46)	28
X52	460 (66)	360 (52)	25
X56	490 (71)	390 (56)	23
X60	520 (75)	415 (60)	21
X65	535 (77)	450 (65)	19
X70	570 (82)	485 (70)	18
X80	625 (90)	555 (80)	16

Nota: Fuente de (API,2018)

La norma también establece dos niveles de especificación del producto el PSL1 y PSL2 (API,2018) siendo PSL2 para transporte de gas que requiere mayores niveles de resistencia y durabilidad (OCTAL,2018).

2.1.1 Tipos de fabricación

La norma API 5L aborda dos principales tipos de fabricación de tuberías de acero para uso de la industria de petróleo y gas: tuberías soldadas y tuberías sin costura (API,2018). Para las tuberías soldadas, pueden realizarse utilizando varios métodos, soldadura por arco sumergido (SAW), soldadura por resistencia eléctrica (ERW) o soldadura por arco sumergido en espiral (SSAW). Por otro lado, las tuberías sin costura son las más utilizadas para el transporte de gas natural porque ofrece más resistencia por su estructura homogénea. (OCTAL,2018)

3. Clasificación de Fallas

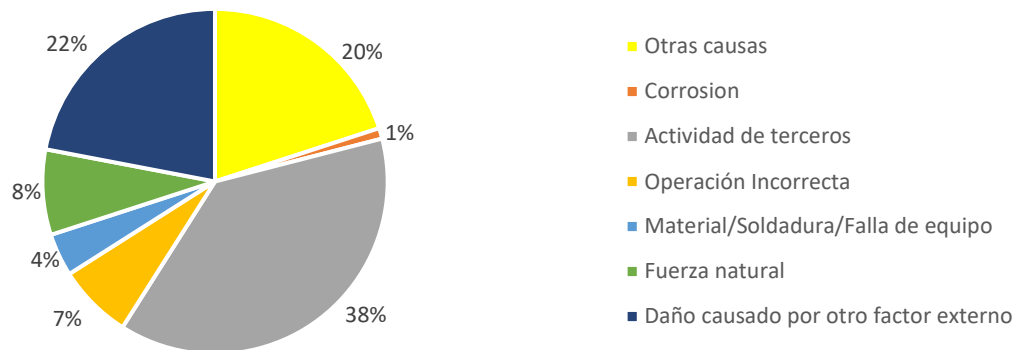
Las fallas en estructuras soldadas, como Gasoductos, se producen cuando la fuerza impulsora de la falla ya sea en forma de esfuerzo mecánico o sobre presión, supera la resistencia intrínseca del material, que se mide en términos de resistencia a la tracción y tenacidad de fractura (Rumiche y Indacochea, 2007). Las fallas en gasoductos se pueden clasificar en varias categorías según su naturaleza y origen, pero para temas prácticos en este trabajo, se dividieron en fallas instantáneas y fallas dependientes del tiempo. Una falla instantánea es aquella que ocurre sin evidencias físicas inmediatas, pero que generalmente, hay indicios o consecuencias que podrían

manifestarse posteriormente en las primeras etapas del ciclo de vida de la estructura, debido a errores en el diseño, construcción, materiales o en métodos de inspección realizados en las mismas. Del mismo modo, se pueden producir después de varios años de operación a causa de fenómenos naturales como tormentas severas, terremotos, cambios inusuales de temperatura o incluso daños provocados por terceros. Por otro lado, las fallas dependientes del tiempo y en la que nos vamos a centrar en este documento, están vinculadas a procesos como el crecimiento de fisuras debido a fatigas, presencia de hidrogeno, corrosión bajo tensión, otros tipos de corrosión, como se ha investigado por (Rumiche 2007; Giudic, 2010).

La contribución de varias causas de incidentes de gasoductos ha sido resumida en la Figura 1, teniendo en cuenta que estos fueron tomados del servicio de datos del U.S Department of Transportation para incidentes reportados en el año 2023.

Figura 1

Causa de Incidentes



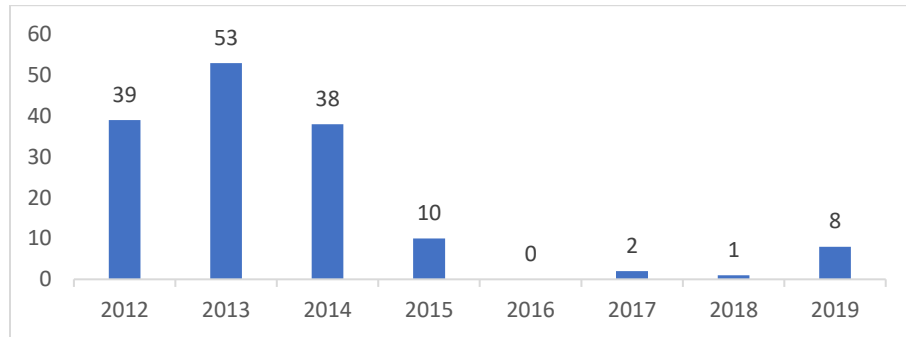
Nota: La Figura muestra la distribución porcentual según las causas de incidentes en gasoductos en USA para el año 2023. Adaptada de: (U.S. Department of Transportation, 2024)

El gráfico muestra que la actividad de terceros constituye la causa principal de incidentes. Asimismo, resalta que las principales causas metalúrgicas vinculadas a estos incidentes abarcan la

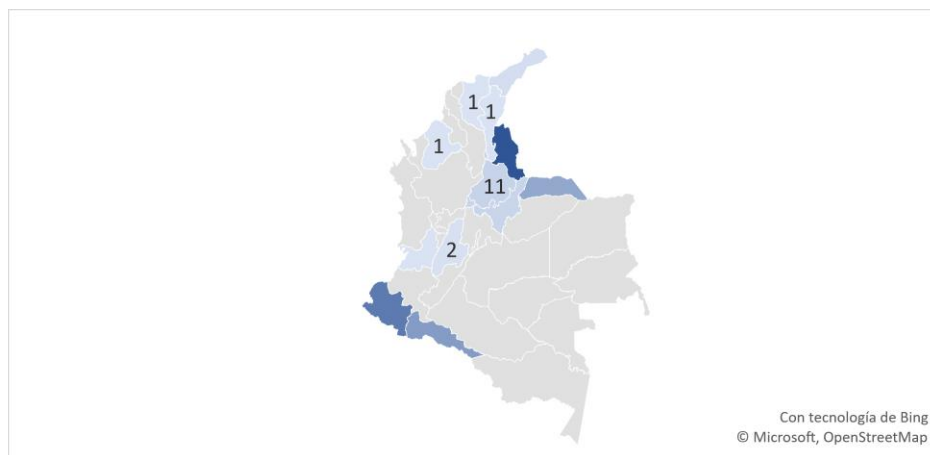
corrosión, la falla del material y problemas en la soldadura. En este contexto, describen detalladamente cada una de estas causas con el objetivo de comprender su impacto y proponer estrategias de mitigación.

4. Falla por Actividad de Terceros

En los últimos años, los incidentes de fugas, explosiones, incendios y otros accidentes en gasoductos originados por terceros han ocasionados pérdidas de vidas, propiedades estatales y civiles al largo del mundo generando un impacto negativo tanto en seguridad pública como en la economía, convirtiéndose en la principal causa de fallas en gasoductos. El concepto de "Actividad de Terceros" hace referencia a los daños accidentalmente ocasionados por empleados, siendo la excavación la causa predominante de accidentes o fallos en su mayoría. Hasta eventos naturales, como la deformación de gasoductos derivada del movimiento del suelo y las cargas superficiales provenientes de construcciones con explosiones, edificaciones ilegales que comprimen los gasoductos y cargas vivas en el suelo (Xing-yu, 2016). En la última década, Colombia ha enfrentado un desafío significativo, ya que estas estructuras también han sido afectadas por grupos ilegales llevando a cabo ataques directamente a estas estructuras, generando preocupación en términos de seguridad nacional y directamente a la industria colombiana. Según el Ministerio de Minas y Energía, entre 2012 y 2015 se registraron cerca de 150 atentados a oleoductos y gasoductos, donde se vieron afectados 12 departamentos, con la pérdida de suministros de gas y derrame de más de 3 millones de barriles de petróleo (Sostenible, 2019). En la Figura 2 se muestran los atentados terroristas anuales en Colombia, donde el 97% pertenece directamente a oleoductos y el restante a gasoductos (Avella Sánchez et al, 2021).

Figura 2*Atentados a Oleoductos y Gasoductos anualmente en Colombia**Nota:* Adaptado de: (Avella Sánchez et al, 2021)

Se evidencia un significativo cambio a partir del año 2016, coincidiendo con las fechas en las que el gobierno de Santos ratificó el proceso de paz con la guerrilla de las FARC. Este acontecimiento tuvo un impacto positivo en la industria de hidrocarburos. La Figura 3 revela que los departamentos de Norte de Santander, Nariño, Putumayo y Arauca han experimentado la mayor incidencia de atentados a lo largo de estos años, hasta el 2021.

Figura 3*Número de atentados por departamento en los últimos 15 años**Nota:* Adaptado de (Avella Sánchez et al, 2021)

Este mapa se presenta con el objetivo de proporcionar una visualización de la distribución geográfica de dichos eventos, permitiendo así una mejor comprensión de la situación y facilitando la identificación de posibles patrones o tendencias.

4.1 Prevención/Mitigación

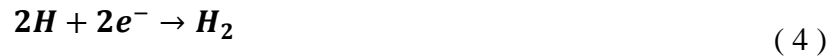
Es esencial llevar a cabo un análisis de confiabilidad específico para evaluar la vulnerabilidad de estructuras en áreas propensas a excavaciones. Este tipo de análisis se centra en examinar la capacidad de las estructuras para resistir situaciones críticas, identificando posibles puntos de fallo y evaluando la probabilidad de suceder. En el contexto de zonas propensas a excavaciones, donde la intervención de terceros puede aumentar los riesgos, comprender a fondo estos riesgos es fundamental. Este análisis proporciona una base sólida para el desarrollo de estrategias efectivas de mitigación y gestión de crisis, permitiendo una toma de decisiones informada y proactiva para garantizar la integridad y seguridad de las estructuras involucradas. En definitiva, la cooperación entre las autoridades reguladoras, las empresas de gasoductos y las partes interesadas locales resulta fundamental para asegurar la continua seguridad de estas infraestructuras vitales y prevenir incidentes catastróficos asociados a la excavación en gasoductos.

5. Falla por Corrosión

La Corrosión es identificada como uno de los principales mecanismos de fallas por operación que se dan en los Gasoductos. Corrosión es una reacción química o electroquímica que se da entre un material, generalmente un metal, y su entorno, que produce un deterioro del mismo material y de sus propiedades (HGMCE, 2004), ya sea por medio de una reacción de oxidación que da lugar en el ánodo, como se da en los siguientes ejemplos en las reacciones (1) a la (3)



Haciendo referencia a un metal, como el hierro o aluminio. Y una ecuación de reducción que se presenta en el cátodo,



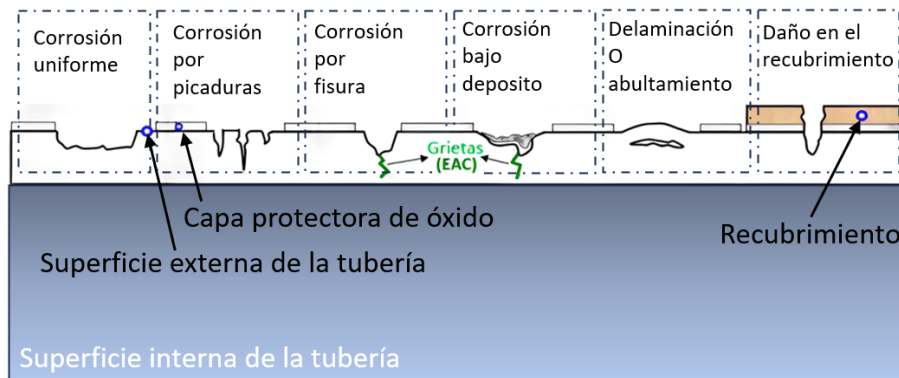
Podemos clasificar la corrosión en gasoductos como corrosión interna y externa (Obanijesu, 2012). Las interacciones complejas entre el metal (Gasoducto) y su entorno, junto con una serie de factores influyentes, ya sean interrelacionadas o no, constituyen las razones fundamentales de las considerables pérdidas en la industria global de petróleo y gas a causa de corrosión externa (Wasim et al, 2022), la corrosión interna principalmente es causada debido al fluido que atraviesa a lo largo de la estructura y debido a su geometría.

5.1 Corrosión Externa

La superficie externa de los gasoductos ya sea que estén enterrados o aéreos, puede experimentar diversos tipos de corrosión debido a factores del entorno. Entre estos factores se incluye la electroquímica relacionada con el proceso de corrosión, así como los contenidos de cloruro, oxígeno, azufre y sulfato como se relaciona en el trabajo de (Wasim et al, 2022). En la Figura 1 podemos observar una representación gráfica detallada que exhiben las distintas formas de corrosión externa que pueden afectar a los gasoductos. La visualización abarca tanto a los gasoductos desnudos como aquellos que cuentan con recubrimiento.

Figura 4

Formas de corrosión externa en Gasoductos con y sin recubrimiento



Nota: Imagen adaptada de *External corrosion of oil and gas pipelines: A review of failure mechanisms and predictive preventions*, Wasim et al, 2022.

Esto es crucial para comprender los mecanismos de deterioro que afectan a los gasoductos y desarrollar estrategias efectivas de monitoreo y mantenimiento.

5.1.1 Corrosión uniforme

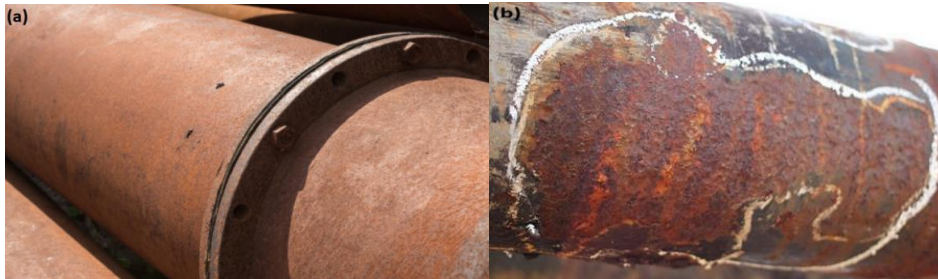
La corrosión uniforme mostrada en la Figura 4, es la forma menos perjudicial de corrosión, ya que se puede prever si se conoce la tasa de corrosión. Este proceso de corrosión se caracteriza por un adelgazamiento uniforme que progresa sin un ataque localizado apreciable y suele manifestarse en superficies metálicas con una composición química y microestructura homogénea (Obanijesu, 2012), frecuentemente desencadenada por compuestos de dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S), las cuales pueden ser intensificadas debido a actividades microbiológicas (Alviansyah et al, 2022).

Aunque la corrosión uniforme o también llamada corrosión general, es de las más comunes, suele tener una importancia limitada desde la perspectiva de la ingeniería. Por lo general, las estructuras tienden a volverse antiestéticas y requieren de un mantenimiento mucho antes de que sufran algún daño estructural (NASA, 2009). En la Figura 2 a) se puede apreciar la fase inicial de

corrosión uniforme en el gasoducto, donde los signos iniciales de deterioro comienzan a manifestarse, como lo son, la presencia de óxido superficial, cambios de color o textura en el material. En la Figura 2 b) se presenta un escenario más avanzado de corrosión uniforme, evidenciando una condición no tratada y resaltando la urgencia de intervención, donde el material empieza a tener una pérdida gradual de espesor, formación de escamas o depósitos en la superficie.

Figura 5

Formas características de la Corrosión uniforme



Nota: a) Forma inicial de corrosión uniforme, b) Forma avanzada de corrosión uniforme. Tomada de: (Shiuh-Kuang et al, 2016; DynaGard, 2018).

5.1.1.1 Prevención/Mitigación. El control de la corrosión uniforme se logra comúnmente mediante la aplicación de revestimientos protectores, protección catódica, selección cuidadosa de materiales y el uso de inhibidores de corrosión. Generalmente suelen emplearse de manera conjunta para optimizar la eficiencia. En el contexto específico de gasoductos, la protección primaria contra la corrosión se obtiene a través de revestimientos orgánicos, mientras que el sistema de protección catódica desempeña un papel secundario, brindando defensa adicional ante posibles defectos o debilidades en el revestimiento (Madkour, 2015).

5.1.2 Corrosión por picaduras

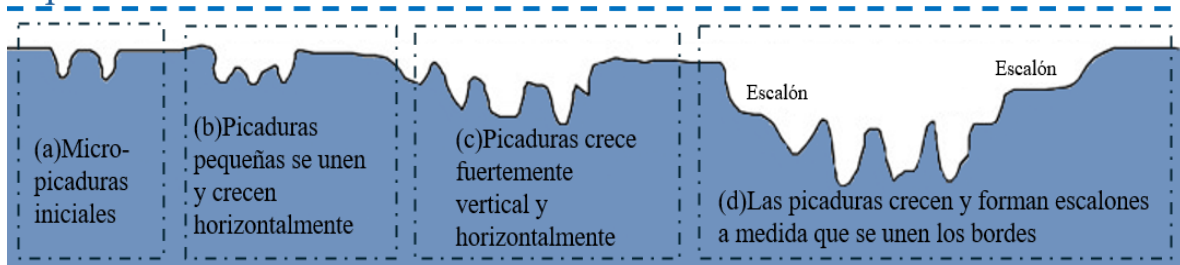
La corrosión por picaduras mostrada en la Figura 4, constituye una forma significativa de corrosión que frecuentemente ocasiona la perforación de infraestructuras físicas, tales como tuberías, tanques y recipientes (Revie, 2015), ocasionando pequeñas cavidades que tienden a agruparse y fusionarse, dando lugar a la formación de parches de corrosión en la superficie externa (Wasim et al, 2022).

Específicamente, en la Figura 6, se evidencia que las picaduras iniciales o zonas de corrosión localizadas dejan de aumentar en profundidad, fusionándose en cambio para dar lugar a escalones superficiales. Posteriormente, surgen nuevas picaduras en las superficies de estos escalones o depresiones (Winston, 2015).

Figura 6

Progreso de la corrosión por picaduras en la superficie del gasoducto

Superficie de la tubería



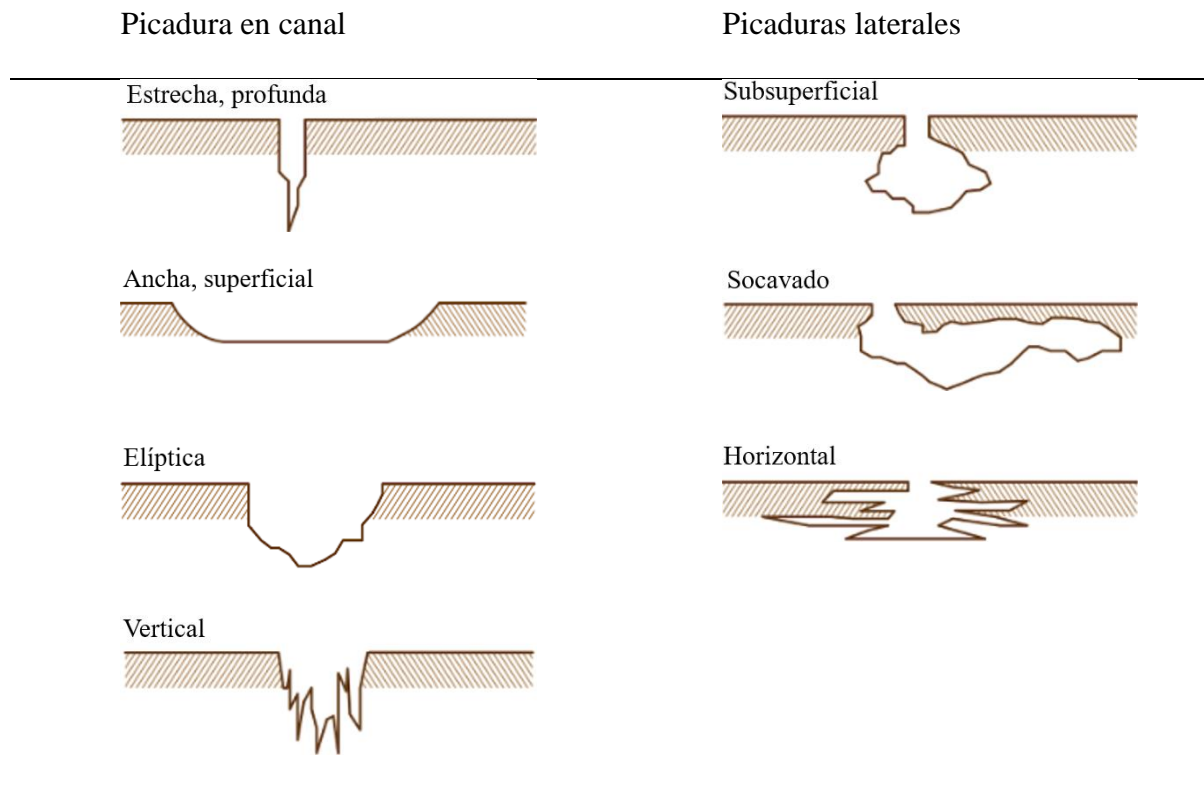
Nota: La Figura 6 nos muestra la forma en que se da la corrosión en la superficie del gasoducto. Adaptada de: (Revie, 2015)

Las picaduras generadas por corrosión pueden adquirir diversas morfologías, desde ser anchas y poco profundas hasta estrechas y profundas, siendo esta última capaz de perforar rápidamente el espesor de la pared del metal (Antonio, 2020). Estas variaciones en la apariencia de las picaduras corrosivas pueden tener implicaciones significativas en la integridad estructural

del metal. La Tabla 2 ofrece un análisis comparativo de las morfologías y profundidades de distintos tipos de picaduras corrosivas.

Tabla 2

Morfología de corrosión por picaduras



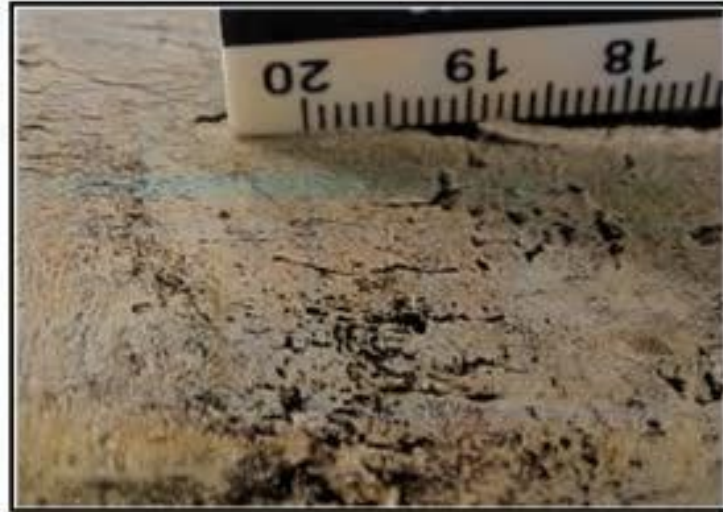
Nota: adaptado de: (Antonio, 2020)

5.1.2.1 Prevención/Mitigación. La estrategia para controlar la corrosión por picaduras puede adoptar el mismo enfoque utilizado en la prevención de la corrosión uniforme. Esto implica el empleo de compuestos químicos, conocidos como inhibidores, que actúan mediante métodos convencionales, como la formación de una película o capa delgada sobre la superficie del material. La norma API 571, en su mecanismo de mitigación 4.3.6.6(a), nos proporciona información al respecto (API, 2011). Además, otra alternativa eficaz es la aplicación de recubrimientos no metálicos de alta calidad en la superficie, como se menciona en el método de mitigación 4.3.3.6(c)

de la misma normativa. Esta última opción ofrece una protección duradera contra la corrosión por picaduras. Por otro lado, las condiciones de la superficie también afectan al comportamiento de las aleaciones frente a la corrosión por picaduras. Las impurezas y las inclusiones no metálicas cuanto más expuestas estén en la superficie, mayor será la tendencia del metal a picarse, por lo que efectuar pulidos en la superficie reducen la susceptibilidad del material a la corrosión por picaduras (Loto,2017).

5.1.3 Corrosión bajo tensión o por fisuras

Como se menciona en el trabajo de Wang, la mayoría de los oleoductos y gasoductos están enterrados en el suelo, siendo los microorganismos (bacterias sulfato-reductoras) uno de los factores de influencia que más importancia tiene en la formación de fisuras (Wang et al., 2017). Estos microorganismos inician su actividad mediante la formación de picaduras en la superficie del material. Estas picaduras pueden servir como puntos de inicio para la generación de grietas o fisuras (Fu, 2023). Abordaremos un análisis de falla relacionado con un incidente en dos tuberías de transmisión de gas natural en Argentina, las cuales experimentaron una ruptura que termino ocasionando una explosión. Es importante destacar que ambas tuberías compartían similitudes cruciales en cuanto a su material, características de trabajo y modo de fallo. Ambas infraestructuras estaban fabricadas con el mismo material, siendo de grado API 5LX X52, con un diámetro nominal de 24 pulgadas. Ambas también contaban con protección catódica y estaban recubiertas con asfalto. En la Figura 7 se evidencia la presencia de fisuras cercanas a la zona de fractura con la presencia de una película negra de productos en su interior lo cual evidencia el desarrollo de estas por corrosión. Según análisis, la película estaba compuesta por magnetita, que por su naturaleza frágil el cual facilitó su ruptura y posteriormente la exposición del metal al medio corrosivo.

Figura 7*Fisuras en la superficie*

Nota: Presencia de fisuras en la superficie de la tubería. Adaptado de: (Rumiche, 2007)

Mediante un análisis metalográfico de una de las secciones transversales, se ha observado que las fisuras se desarrollan en la superficie exterior y que, a su vez, se extienden y se ramifican intergranularmente como se muestra en la Figura 8. Posteriormente, se llevó a cabo un análisis microbiológico que reveló la presencia de bacterias reductoras de sulfato (SRB), lo que desencadenó la formación de las "bolsas" en el interior de las fisuras. Además, el suelo mostró una elevada concentración de compuestos corrosivos, tales como hidróxidos, carbonatos, bicarbonatos y nitruros. La interacción con estos agentes corrosivos generó celdas electroquímicas que, en combinación con el potencial catódico de protección, resultaron en la aparición de fisuras debidas a la corrosión bajo tensión (Rumiche, 2007).

Figura 8

Propagación intergranular de las fisuras, 300X



Nota: tomado de: (Rumiche, 2007)

5.1.3.1 Prevención/Mitigación. Una incorrecta aplicación del recubrimiento conduce a desencadenar la corrosión por fisuras. En esencia, un recubrimiento eficaz debe exhibir características de rendimiento adecuadas, como baja adherencia y resistencia a la abrasión e impacto, flexibilidad a temperaturas extremadamente altas, resistencia a la degradación y retención de propiedades físicas y mecánicas. Por esta razón, se considera un método confiable para prevenir la corrosión por fisura, ya que se espera que el recubrimiento impida que el entorno y el electrolito entren en contacto con la superficie de la tubería (Cheng, 2013). Además, independientemente del tipo de recubrimiento elegido, es crucial asegurarse de que no existan tensiones residuales en el material (Winston, 2015). En el caso de que una tensión residual de tracción, como la generada por procesos de soldadura, se sume a la tensión aplicada y sobrepase el umbral de corrosión por

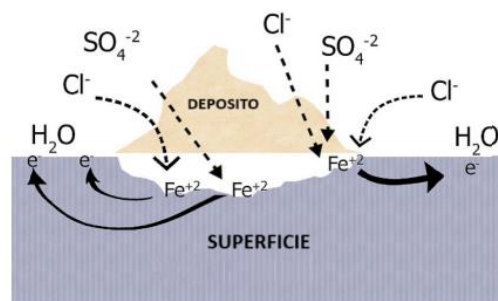
fisura específico para ese material, es probable que se produzca una fisura en la tubería. Es posible ajustar los procedimientos y parámetros de soldadura con el fin de gestionar la magnitud y distribución de las tensiones residuales generadas durante el proceso de soldadura de la tubería, como es señalado en el trabajo de (Martinez et al, 2018).

5.1.4 Corrosión Bajo Deposito

La corrosión bajo depósito representa un riesgo significativo para gasoductos, comúnmente conocida como "corrosión celular". Esta forma de corrosión es altamente agresiva, provocando ataques profundos y penetrantes en áreas localizadas. Entre sus principales afectaciones se incluye la formación de picaduras, grietas y desgaste por corrosión en la superficie externa de la tubería (Wasim, 2022). La corrosión bajo depósito es frecuente cuando se acumulan sustancias contaminantes, biopelículas, residuos, arena e incluso depósitos de carbonato en la superficie de la tubería (Pourabdollah, 2021) como lo muestra la Figura 9.

Figura 9

Concentración de iones bajo deposito en la superficie de una tubería



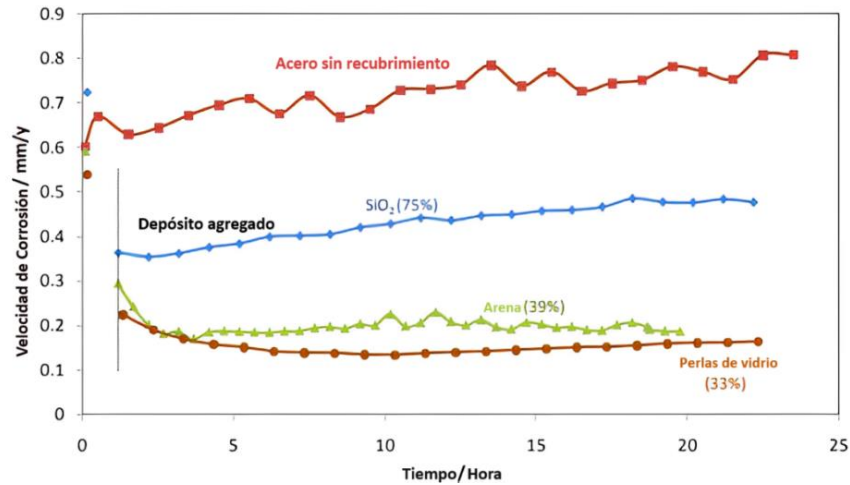
Nota: Influencia de iones corrosivos bajo deposito. Adaptado de: (Obot, 2021).

5.1.4.1 Factores que Influyen en la Corrosión Bajo Deposito. La corrosión bajo depósito puede avanzar a través de diversos mecanismos, los cuales están influenciados por las particularidades del depósito presente y las condiciones que prevalecen en la interfaz entre el metal y el depósito. Específicamente, las propiedades físicas y químicas de los depósitos sólidos inciden de manera considerable en el entorno circundante de la tubería, teniendo así un impacto notable en el proceso de corrosión que se desarrolla en la superficie del material (Obot, 2021). Los productos de corrosión de los aceros de tuberías en campos de petróleo y gas consisten en óxidos de hierro, sulfuros y carbonatos (Wang et al, 2022).

Por otro lado, se ha observado que la presencia de ciertos depósitos inertes contribuye a retardar el proceso de corrosión bajo depósito. Estos depósitos actúan como barreras protectoras, proporcionando una capa que limita el contacto directo entre el metal y los factores corrosivos, lo que resulta en una disminución significativa de la velocidad de corrosión en estas condiciones. Se ha demostrado que la presencia de estos depósitos disminuye la velocidad de corrosión del metal, como se puede apreciar en la Figura 10. Así como también, la presencia de inhibidores inorgánicos cumple esta función de barreras protectoras, disminuyendo la interacción del metal con el entorno corrosivo. Entre los que se encuentran $CaCO_3$, polifosfatos y polisilicatos (Nova, 2022)

Figura 10

Efecto de Depósitos Específicos en la Velocidad de Corrosión



Nota: Diferentes depósitos y con influyen en la corrosión del material. Adaptado de: (Obot, 2021).

5.1.4.2 Prevención/Mitigación. Podemos categorizar la mitigación de la corrosión bajo depósito en tres estrategias principales: mitigación por diseño, limpieza mecánica y tratamiento químico (Obot, 2021).

5.1.4.2.1 Mitigación por Diseño. La idea central de esta estrategia radica en llevar a cabo un diseño preciso de los sistemas de tuberías, el dimensionamiento adecuado de los equipos y la selección cuidadosa de materiales de construcción con el objetivo de minimizar los daños causados por la corrosión. Es esencial que las tuberías se diseñen considerando caudales más elevados, prestando especial atención para reducir al mínimo las áreas de flujo estancado o de bajo caudal, como en el caso de las tuberías horizontales o tramos muertos, dado que estas condiciones favorecen la precipitación y deposición de sólidos (Brown et al, 2017).

5.1.4.2.2 Limpieza Mecánica. Los métodos mecánicos convencionales para eliminar depósitos incluyen acciones como limpieza superficial, cepillado, raspado, aplicación controlada de fuerza (impacto) y abrasión/erosión (Wang et al, 2022). Estas operaciones se ejecutan mediante el uso de dispositivos diseñados específicamente para cada tarea. La limpieza se enfoca en la remoción superficial, mientras que el cepillado y el raspado se centran en eliminar acumulaciones más adheridas. El impacto se logra mediante la aplicación controlada de fuerza, y la abrasión/erosión se realiza con dispositivos que utilizan partículas abrasivas o chorros de líquidos a alta presión. Estos métodos mecánicos, cuando se implementan con dispositivos especializados, aseguran una eliminación efectiva de los depósitos, contribuyendo al mantenimiento y la integridad de las infraestructuras afectadas.

5.1.4.2.3 Tratamiento Químico. Realizar un tratamiento químico efectivo implica la utilización de inhibidores de corrosión adecuados, cuya dosificación se determine mediante pruebas de laboratorio y ensayos de campo. En situaciones de corrosión bajo depósito, se pueden incorporar inhibidores en forma de dosis concentradas ("slugs") de productos químicos o a través de una aplicación continua. Además, otros agentes como limpiadores y surfactantes, también conocidos como tensoactivos, pueden ser empleados para suspender partículas en la fase líquida, contribuyendo a aumentar la velocidad de los fluidos y facilitar así el transporte de depósitos sólidos sueltos.

5.1.5 Delaminación o Abultamiento

Las ampollas o abultamiento en la tubería, es el resultado de la delaminación provocada por el hidrogeno en la pared del tubo en las proximidades de la superficie externa de la tubería (Wasim et al, 2022). La generación, interacción y, por ende, los efectos adversos provocados por el hidrógeno en los aceros resultan de la reacción de corrosión natural que tiene lugar en entornos

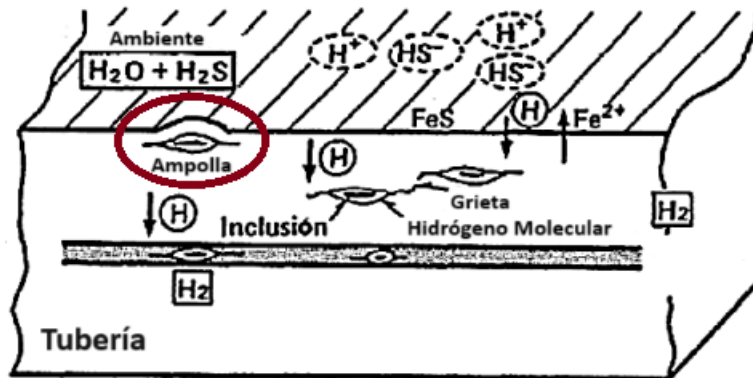
ácidos. En otras palabras, los iones de hidrógeno son atraídos hacia la interfaz metálica debido a la presencia de un exceso de electrones, como se evidencia en la ecuación (5).



Una vez en la interfaz, el hidrógeno recién generado tiene la capacidad de recombinarse en gas de hidrógeno y liberarse de la superficie, o de difundirse en el acero, dando lugar a la generación de fisuras internas y/o la formación de ampollas en la superficie (Angus, 2014), como se ilustra en la Figura 11. Estos procesos pueden ser especialmente problemáticos en áreas donde el recubrimiento protector ha sido comprometido o dañado, ya que permiten un mayor contacto del metal con el ambiente corrosivo. En tales casos, la corrosión puede progresar rápidamente, comprometiendo la integridad estructural del gasoducto y aumentando el riesgo de falla.

Figura 11

Presencia de Ampolla por Hidrógeno en la Superficie de la Tubería



Nota: La figura muestra la presencia de ampollas y grietas originadas por la presencia de hidrogeno en el material. Adaptada de: (Angus, 2014)

5.1.5.1 Prevención/Mitigación. Una atención especial debe dirigirse al contenido de hidrogeno en el gas transportado, y se deben implementar medidas para minimizar la presencia de impurezas que puedan aumentar la concentración de hidrogeno. El monitoreo continuo de la

humedad en la tubería y la implementación de sistemas de secado son prácticas esenciales para mitigar la formación de hidrógeno. Inspecciones periódicas, mediante el uso de técnicas no destructivas, desempeñan un papel fundamental en la detección temprana de posibles signos de ampollas o daño por hidrógeno.

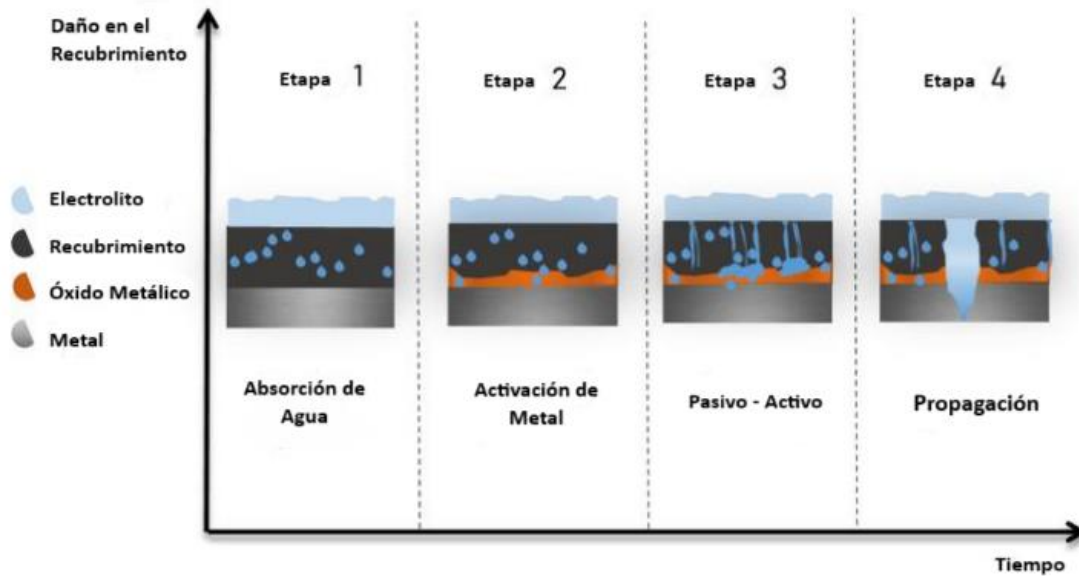
Adicionalmente, resulta imperativo seguir procedimientos de soldadura cuidadosos que incluyan un precalentamiento y poscalentamiento apropiados, con el fin de minimizar la incorporación de hidrógeno durante el proceso de soldadura. La formación de ampollas o daño por hidrógeno puede ser mitigada mediante la capacitación del personal en relación con los riesgos asociados y la implementación de prácticas seguras de manipulación. Es crucial mantener un registro exhaustivo de la historia de la tubería, contemplando inspecciones y reparaciones, y ajustar las prácticas conforme a los avances tecnológicos y descubrimientos de investigación. Este enfoque integral, adaptado a las condiciones específicas de cada tubería, se presenta como esencial para garantizar la integridad a largo plazo y cumplir con las normativas vigentes en la industria.

5.1.6 Daño en el Recubrimiento

En un sistema electroquímico compuesto por un electrodo (tubería) y un electrolito (suelo) que interactúan en un sistema de gasoductos enterrados, es fundamental disponer de una barrera física externa denominada recubrimiento (Kim et al., 2021). Sin embargo, este tipo de recubrimientos puede presentar defectos causados ya sea por una aplicación incorrecta, tensiones subterráneas, agentes externos o daños mecánicos durante la instalación de tubería (Lee et al., 2013). Como se muestra en la Figura 12, el rendimiento de un recubrimiento se puede clasificar en cuatro etapas: iniciación, activación, activa/pasiva y propagación (Niu et al., 2015; Li and Castaneda, 2017).

Figura 12

Etapas presentes en el daño del recubrimiento



Nota: El grafico muestra las etapas que se presentan en el daño del recubrimiento. Adaptado de: (Kim et al., 2021).

En la fase inicial, es posible visualizar el proceso de absorción de agua desde el suelo, lo cual conduce al deterioro completo del recubrimiento y, consecuentemente, inicia el proceso de corrosión externa en la tubería. Este fenómeno marca el inicio de una serie de eventos que pueden desencadenar daños significativos en el sistema, afectando la integridad de la tubería enterrada.

5.1.6.1 Prevención/Mitigación. Implementar la protección catódica en la tubería se destaca como una estrategia eficaz para combatir los daños en el recubrimiento. No obstante, su aplicación de manera integral en un gasoducto extenso puede no resultar práctica debido a que la cantidad de corriente necesaria está directamente relacionada con el área expuesta, lo que podría generar costos prohibitivos. A pesar de esta consideración, es imperativo llevar a cabo la protección catódica de manera selectiva en áreas específicas donde el recubrimiento pueda estar comprometido o ausente. Esta medida focalizada contribuirá a preservar la integridad del sistema, minimizando los riesgos de corrosión en puntos vulnerables y optimizando la eficacia de los

recursos destinados a la protección contra daños en el recubrimiento. Es pertinente complementar con un mantenimiento preventivo para reparar cualquier daño menor o defecto que se presente en el recubrimiento antes de que se agrave.

5.2 Corrosión Interna

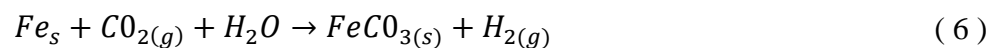
En la mayoría de los casos, el gas pasa por un proceso de desulfurado y deshidratado antes del transporte, por lo que la falla de los gasoductos se debe principalmente a la corrosión externa (Liu et al., 2019). No obstante, es crucial tener en cuenta que, además de la corrosión externa, existe la posibilidad de que ocurra corrosión interna debido a la condensación de vapor de agua que contiene gases corrosivos como CO_2 , H_2S y ácidos orgánicos, principalmente ácido acético (HAc) (Al-Moubaraki & Obot, 2021). A continuación, se describen cada uno de ellos:

5.2.1 Ácido Sulfhídrico (H_2S)

La presencia de compuestos de azufre, principalmente H_2S , define si un gas es considerado como un gas ácido (Sour) o un gas dulce (Sweet). El gas dulce contiene menos de 4 ppmv de H_2S . Este límite representa el valor máximo aceptado para garantizar la calidad del gas natural durante su transporte a través de los gasoductos. La presencia de este compuesto puede desencadenar corrosión general y por picaduras, así como ataques de hidrógeno debido a la corrosión ácida, dando lugar a la formación de grietas o ampollas (Kidnay et al, 2006).

5.2.2 Dióxido de Carbono (CO_2)

La presencia de CO_2 cuando este seco en el gas natural no es corrosivo. Sin embargo, cuando el CO_2 se disuelve en agua, forma ácido carbónico H_2CO_3 , el cual es altamente corrosivo para el acero al carbono (Groisman, 2017) como se muestra en la siguiente reacción:



Este tipo de corrosión dulce es frecuente en los gasoductos de gas natural. Se forma una película pasiva negra de $FeCO_3$ en la superficie del acero al carbono y los aceros de baja aleación, la cual, en ciertas condiciones, puede brindar protección contra la corrosión. No obstante, esta capa protectora de carbonato mencionada anteriormente puede deteriorarse debido a la elevada velocidad del flujo y las tensiones asociadas. En tales circunstancias, el ácido carbónico provoca una corrosión localizada conocida como corrosión tipo "mesa" que tiene una morfología de tipo cavitación, caracterizada por la formación de pequeñas cavidades o picaduras en la superficie del metal.

5.2.3 Oxígeno (O_2)

En determinadas circunstancias, los sistemas de recolección de gas que funcionan bajo presión atmosférica pueden propiciar la entrada de aire al sistema, ya sea debido a la apertura de válvulas o a posibles fugas. Esta introducción de oxígeno al entorno puede desencadenar procesos corrosivos, manifestándose en forma de picaduras en las estructuras metálicas del sistema.

5.2.4 Ácidos Orgánicos

Especialmente, el ácido acético puede estar presente a presiones elevadas en el condensado, dando lugar a la corrosión en el acero al carbono (Singer et al., 2004). A pesar de ser considerado un ácido débil, el ácido acético supera al ácido carbónico en potencia de corrosión. En este escenario, el ácido acético tiene la capacidad de disolver la capa protectora de $FeCO_3$, acelerando el proceso corrosivo.

5.2.5 Prevención/Mitigación

Durante el diseño, es fundamental considerar la adición de un margen de corrosión al grosor de las paredes de la tubería, lo que ayuda a prolongar la vida útil del gasoducto al proporcionar un espacio adicional para resistir los efectos de la corrosión a lo largo del tiempo.

Además, la eliminación de vapor de agua con la implementación de un aislante térmico en la superficie de la tubería será efectivo para mantener una temperatura adecuada y reducir la condensación minimizando así el riesgo de corrosión.

Otra estrategia valiosa es la utilización de inhibidores de corrosión por vapor que, al ser introducidos en el sistema, ayudan a prevenir la corrosión al formar una capa protectora sobre las superficies metálicas (Groysman, 2017).

6. Impacto Ambiental y Económico

Los incidentes significativos en gasoductos tienen el potencial de causar daños tanto directos a la población expuesta como daños al medio ambiente, afectando directamente a las personas mediante la contaminación del suelo, aguas superficiales y aguas subterráneas (Bonvicini et al., 2018). La razón subyace en la necesidad de que el gasoducto atraviese terrenos nacionales y privados, lo que conlleva la destrucción de bosques y pastizales, además de la presencia de diversas instalaciones para aumentar la presión a lo largo de la ruta, entre otros factores. Este conjunto de elementos podría resultar en posibles episodios de contaminación (Mirzavand et al., 2022).

Los incidentes en gasoductos que implican la liberación de materiales peligrosos conllevan diversos riesgos, tales como lesiones o fatalidades, incendios, explosiones, y riesgos ambientales asociados a la liberación de gas natural o líquidos peligrosos. Estos incidentes también pueden resultar en la interrupción del suministro a un cliente, lo cual tiene consecuencias económicas tanto para el proveedor como para el consumidor, generando pérdida de ingresos, recortes y deficiencias en la producción.

7. Conclusiones

En función de la investigación realizada, respecto a los mecanismos de falla presentados en gasoductos, se plantean las siguientes conclusiones:

Se ha logrado identificar las principales causas que comprometen la integridad de los sistemas de transporte de gas. Se ha determinado que las actividades llevadas a cabo por terceros, como la excavación no autorizada y los actos de terrorismo, representan la causa más significativa de fallos en estos sistemas. Específicamente en Colombia, se ha observado una marcada disminución de estos incidentes desde la firma del proceso de paz en 2016 bajo la presidencia de Juan Manuel Santos, lo cual ha contribuido notablemente a la estabilidad y seguridad de los gasoductos. A pesar de ello, ciertas regiones como Norte de Santander, Nariño y Putumayo han sido las más afectadas por atentados en el pasado, subrayando así la importancia de continuar implementando estrategias de control y prevención para asegurar la integridad estructural de los gasoductos a largo plazo.

La corrosión es la principal causa operativa de falla en los gasoductos. Se identificó la presencia de corrosión externa, la cual, dependiendo de si los gasoductos están enterrados o aéreos, puede manifestarse de diversas formas. Entre ellas, la corrosión uniforme se caracteriza por un adelgazamiento metálico constante y predecible; la corrosión por picaduras crea cavidades que pueden confluir en parches corrosivos; y la corrosión por fisura, influenciada significativamente por microorganismos como las bacterias sulfato-reductoras, resulta en la formación de fisuras. Además, también se identificó la corrosión bajo depósito, delaminación y daño en el recubrimiento.

Para mitigar estos efectos, se resaltan métodos preventivos como la aplicación de revestimientos protectores, la utilización de protección catódica, la cuidadosa selección de materiales y la implementación de inhibidores de corrosión.

Si bien la mayoría de las fallas en los gasoductos suelen atribuirse a la corrosión externa, es crucial reconocer la amenaza que representa la corrosión interna, principalmente debido a la condensación de vapor de agua que contiene gases corrosivos como el dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y ácidos orgánicos como el ácido acético (HAc). La presencia de estos en el gas natural puede desencadenar procesos corrosivos que resultan en corrosión general, corrosión por picaduras y ataques de hidrogeno. La entrada accidental de oxígeno (O_2) también puede ser un factor desencadenante de corrosión. Para contrarrestar los efectos de la corrosión interna, durante el diseño del gasoducto, es crucial incorporar un margen de corrosión en el grosor de las paredes de la tubería para resistir los efectos corrosivos, la instalación de aislante térmico en la superficie de la tubería que ayude a eliminar el vapor de agua y el uso de inhibidores de corrosión por vapor forma una capa protectora sobre las superficies metálicas.

En conclusión, este trabajo no solo se enfoca en la identificación y prevención de incidentes significativos en gasoductos, sino que también busca contribuir a la mejora ambiental y la seguridad de las comunidades circundantes. Los incidentes en gasoductos no solo representan riesgos directos para la población expuesta y el medio ambiente, sino que también pueden resultar en pérdidas económicas significativas para proveedores y consumidores debido a interrupciones en el suministro y daños a la infraestructura. Por lo tanto, es crucial implementar medidas preventivas y estrategias de gestión de riesgos para garantizar la seguridad pública, la protección del medio ambiente y la continuidad del suministro energético de manera sostenible.

Referencias Bibliográficas

- Aguilar Díaz, A., Roda, P. and Sánchez Sierra, G. (2012) 'EVENTOS RECIENTES DEL SECTOR ENERGETICO QUE AFECTAN EL MEM', *COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA* [Preprint].
doi:<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/informe66.pdf>.
- Al-Moubaraki, A. H., & Obot, I. (2021). Top of the line corrosion: causes, mechanisms, and mitigation using corrosion inhibitors. *Arabian Journal of Chemistry*, 14(5), 103116.
<https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2021.103116>
- Alviansyah, M. Riefqi Dwi; Hartoyo, Fernanda; Nurullia, Zahra Nadia; y Kurniawan, Ari. (2022). "Dynamic RBI with Central Difference Method Approach in Calculation of Uniform Corrosion Rate: A Case Study on Gas Pipelines." *Journal of Materials Exploration and Findings (JMEF)*, 1(2), Article 5. <https://doi.org/10.7454/jmef.v1i2.1014>
- Angus, G. R. (2014). Hydrogen induced damage in pipeline steels. 2014-Mines Theses & Dissertations.
- Antonio, A. (2020, 2 de noviembre). What is pitting mechanism and prevention. AMARINE.
<https://amarineblog.com/2020/11/02/what-is-pitting-mechanism-and-prevention/>
- API, R. 571 (2011). Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining and Petrochemical Industries, Second Edition, American Petroleum Institute, USA.
- API. (2018). API Specification 5L (45 ed.). Washington: API Publishing Services.
- Avella Sánchez, D. A., & Jaimes Navarro, J. E. (2021). Evaluación de las alteraciones ambientales, a causa de los atentados realizados por grupos al margen de la ley en las principales líneas de transporte de crudo del país (Trabajo de Grado para Optar al título de Ingeniero de Petróleos). [Universidad Industrial de Santander].

- Balekelayi, N., & Tesfamariam, S. (2020). External corrosion pitting depth prediction using Bayesian spectral analysis on bare oil and gas pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 188, 104224.
- Beynaghi, F., Su, X., Zhou, W., Guan, W., & Zhang, Y. (2022). Risk assessment of external corrosion of underground pipelines using fuzzy logic. *Engineering Failure Analysis*, 133, 105985.
- Bhuiyan, M. A., Basirun, W. J., Ahmed, M. H., Basirun, W. J., & Sukiman, N. L. (2019). Corrosion of X65 carbon steel in seawater environment. *Materials Chemistry and Physics*, 237, 121754.
- Bi, H., Zhao, J., & Wang, D. (2022). Corrosion monitoring techniques for natural gas pipelines: A review. *Corrosion Science*.
- Bonvicini, S., Antonioni, G., & Cozzani, V. (2018). Assessment of the risk related to environmental damage following major accidents in onshore pipelines. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 56, 505–516. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2018.11.005>
- Brown, B., & Moloney, J. (2017). Under-deposit corrosion. *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies*, 363–383. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-101105-8.00015-2>
- Brown, B., & Nešić, S. (2012). Aspects Of Localized Corrosion In An H₂S / CO₂ Environment. NACE.
- Chandra, U. (1985) Determination of residual stresses due to girth-butt welds in pipes. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 107(2), 178–184.
- Cheng, Y. F. (2013). Stress Corrosion Cracking of Pipelines. <https://doi.org/10.1002/9781118537022>
- Cho, S., Cubides, Y., & Castaneda, H. (2017). Probing the degradation mechanism of a Cr (VI) coating/aluminum alloy 2024-T3 system based on dynamic mechanisms and a 2D deterministic-probabilistic approach. *Electrochimica Acta*, 236, 82-96.

- Dugstad, A., Lunde, L., & Nesic, S. (1994, October). Control of internal corrosion in multi-phase oil and gas pipelines. In Proceedings of the conference Prevention of Pipeline Corrosion, Gulf Publishing Co.
- Elsherkisi, M., Martinez, F. D., Mason-Flucke, J., Gray, S., & Castelluccio, G. M. (2024). Interaction of stress corrosion cracks in single crystals Ni-Base superalloys. *Engineering Fracture Mechanics*, 109899.
- Fessler, R. R. (2008). Pipeline corrosion. Report, US Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, Baker, Evanston, IL.
- Fu, Q., Qin, Q., Wei, B., Xu, J., Yu, C., & Sun, C. (2023). Stress corrosion cracking behavior of X80 pipeline steel under alternating current, desulfovibrio desulfurican and cathodic protection potential. *Journal of Materials Research and Technology*, 24, 7732–7744.
<https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.05.055>
- Groysman, A. (2017). Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry. *Koroze a Ochrana Materialu*, 61(3), 100–117. <https://doi.org/10.1515/kom-2017-0013>
- He, T., Liu, Y., Liao, K., Xia, G., Ye, N., Lyu, X., ... & Tang, X. (2024). A novel liquid pipeline internal corrosion direct evaluation technology and the application on the water pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 108053.
- Hendrix Group Material and Corrosion Engineers. (2004). Glossary of Corrosion Related Terms. Retrieved from <http://www.hghouston.com/c.html>
- Hileman, J., Angst, M., Scott, T. A., & Sundström, E. (2021). Recycled text and risk communication in natural gas pipeline environmental impact assessments. *Energy Policy*, 156, 112379.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112379>

- Jiang, F., & Zhao, E. (2024). Damage mechanism and failure risk analysis of offshore pipelines subjected to impact loads from falling object, considering the soil variability. *Marine Structures*, 93, 103544.
- Jophy. (s. f.). A review—Pitting Corrosion Initiation investigated by TEM. Amaze UI. <https://www.jmst.org/article/2019/1005-0302/1005-0302-35-7-1455.shtml>
- Kadhim, A, Al-Amiery, AA, Alazawi, R, & ... (2021). Corrosion inhibitors. A review. ... *Journal of Corrosion* ..., researchgate.net, https://www.researchgate.net/profile/Ali-Al-Allaq/post/What_are_the_ways_to_increase_the_resistance_of_metal_to_corrosion/attachment/63029d8fc223cb5aef974c72/AS%3A11431281080114038%401661115790967/download/ijcsi-2021_v10-n4-p3.pdf
- Kidnay, A., & Parrish, W. (2006). *Fundamentals of natural gas processing*. In CRC Press eBooks. <https://doi.org/10.1201/9781420014044>
- Kim, C., Chen, L., Hui, W., & Castaneda, H. (2021). Global and local parameters for characterizing and modeling external corrosion in underground coated steel pipelines: A review of critical factors. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 1(1), 17–35. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2021.01.010>
- Lee, S., Oh, W., & Kim, J. G. (2013). Acceleration and quantitative evaluation of degradation for corrosion protective coatings on buried pipeline: Part I. Development of electrochemical test methods. *Progress in Organic Coatings*, 76(4), 778–783. <https://doi.org/10.1016/j.porgcoat.2012.06.010>
- Lis-Gutiérrez, J. P., Rincón Vásquez, J. C., Gaitán Angulo, M., Cubillos Díaz, J. K., & Vargas, C. A. (2019). Hechos victimizantes en Colombia: antes, durante y después de la firma del acuerdo de paz en La Habana. *Diálogos sobre investigación*.

- Liu, A., Chen, K., Huang, X., Chen, J., Zhou, J., & Xu, W. (2019). Corrosion failure probability analysis of buried gas pipelines based on subset simulation. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 57, 25–33. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2018.11.008>
- Loto, R. T. (2017). Pitting corrosion resistance and inhibition of lean austenitic stainless steel alloys. *Austenitic Stainless Steels - New Aspects*. <https://doi.org/10.5772/intechopen.70579>
- Madkour, L. H. (2015). Corrosion Failures. Recuperado de https://www.academia.edu/14723922/Corrosion_Failures
- Martínez-Pérez, Y. E., & Collazo-Carceller, R. (2018). Revisión bibliográfica de los efectos de los parámetros de soldadura en las tensiones residuales del proceso. *Memoria Investigaciones en Ingeniería*, (16), 85-98.
- Massa, JC, & Giudici, AJ (2010). Daño por efectos de oxidación en gasoductos. ... , *Accidentes e Infraestructura Civil* (ISSN 1535 ... , core.ac.uk, <https://core.ac.uk/download/pdf/296527857.pdf>
- Melchers, R. E. (2023). Internal corrosion of seabed ‘parked’ steel oil and gas pipelines. *Ocean Engineering*, 276, 114145.
- Mirzavand, H., Aslani, A., & Zahedi, R. (2022). Environmental impact and damage assessment of the natural gas pipeline: Case study of Iran. *Process Safety and Environmental Protection*, 164, 794–806. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.06.042>
- National Aeronautics and Space Administration. (2009). Forms of Corrosion. Recuperado de [<https://public.ksc.nasa.gov/corrosion/forms-of-corrosion/#Uniform-Corrosion>]
- Niu, J., Barraza-Fierro, J. I., & Castaneda, H. (2015). Quantification of protective properties of the coating/corrosion product/steel interface by integration of transmission line model with EIS results. *Journal of coatings technology and research*, 12, 393-405.

- Nova Puerto, C. Y. (2022). Métodos de control de corrosión, aplicados a nivel industrial en la protección de estructuras metálicas.
- Obanijesu, EOO (2012). Corrosion and hydrate formation in natural gas pipelines., espace.curtin.edu.au, <https://espace.curtin.edu.au/handle/20.500.11937/680>
- Obot, I. B. (2021). Under-deposit corrosion on steel pipeline surfaces: Mechanism, mitigation and current challenges. *Journal of Bio- and Tribo-Corrosion*, 7(2). <https://doi.org/10.1007/s40735-021-00485-9>
- OCTAL. (2018). Línea de tuberías API 5L Especificaciones. Recuperado el 25 de 11 de 2020, de <https://www.octalacero.com/norma-api-5l>
- Overholt, M. (2016). The Importance of Oil and Gas In Today's Economy. Available from: 1308 <https://www.tigergeneral.com/the-importance-of-oil-and-gas-in-today-s-economy/>
- Perez, T. E. (2013). Corrosion in the Oil and Gas Industry: An Increasing Challenge for Materials. Editorial.
- Pourabdollah, K. (2021). Fouling formation and under deposit corrosion of boiler firetubes. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 9(1), 104552. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2020.104552>
- Ramírez-Camacho, J. G., Carbone, F., Pastora, E., Bubbico, R., & Casal, J. (2017). Assessing the consequences of pipeline accidents to support land-use planning. https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/100414/SAFETY-S-15-00576_Postprint%20x%20DRAC.pdf
- Rodríguez-Luna, S. (2021). El acuerdo de paz entre las FARC y el Estado colombiano: construyendo paz para construir Estado. *Papel Político*, 26, 1-17.
- Rumiche, FA, & Indacochea, JE (2007). Estudios de caso de fallas y accidentes en gasoductos y oleoductos. University of Illinois, Chicago, carec.com.pe,

<https://carec.com.pe/biblioteca/biblio/6/22/AF%2020%20Gasoductos%20y%20oleoductos-%20estudio%20fallas.pdf>

Seghier, M. E. A. B., Keshtegar, B., Tee, K. F., Zayed, T., Abbassi, R., & Trung, N. T. (2020). Prediction of maximum pitting corrosion depth in oil and gas pipelines. *Engineering Failure Analysis*, 112, 104505.

Sharma, S.K., Maheshwari, S., A review on welding of high strength oil and gas pipeline steels. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017. 38: p. 203-217. 1314
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.12.039>

Singer, M., Nešić, S., & Gunaltun, Y. (2004). Top of the Line Corrosion in Presence of Acetic Acid and Carbon Dioxide. *NACE*.

Sostenible, S. (2019). Voladuras: una cruda arma de guerra. *Semana*.

U.S. Department of Transportation (2024) Pipeline Incident 20 Year Trends, [Portal.phmsa.dot.gov](https://portal.phmsa.dot.gov). Available att:
https://portal.phmsa.dot.gov/analytics/saw.dll?Portalpages&PortalPath=%2Fshared%2FPDM+Public+Website%2F_portal%2FSC+Incident+Trend&Page=All+Reported (Accessed: 22 February 2024).

U.S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. (2014). *A Study on the Impact of Excavation Damage on Pipeline Safety*

U.S. Department of Transportation. (2012). *Transportation for a New Generation*. Gobierno de los Estados Unidos.

Volgina, N., Shulgin, A., & Khlamkova, S. (2021). Possibilities of diagnosis of stress corrosion cracking of main gas pipelines from the point of view of microbiology. *Materials Today: Proceedings*, 38, 1697-1700.

- Wang, D., Xie, F., Wu, M., et al., 2017. Stress corrosion cracking behavior of X80 pipeline steel in acid soil environment with SRB. *Metallurgical and Materials Transactions a-Physical Metallurgy and Materials Science* 48A: 2999–3007. <https://doi.org/10.1007/s11661-017-4068-z>.
- Wasim, M, & Djukic, MB (2022). External corrosion of oil and gas pipelines: A review of failure mechanisms and predictive preventions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Elsevier, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1875510022000580>
- Winston, R. R. (2015). *Oil and Gas Pipelines: integrity and safety handbook*. Wiley. http://digilib.akamigas.ac.id/akamigaslib/index.php?p=show_detail&id=17149&keywords=
- Yang, S.-K., Lee, P.-H., & Cheng, J.-W. (2016). Evaluation of general corrosion on pipes using the guided wave technique. *Journal of the Chinese Institute of Engineers*, <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/02533839.2016.1159804>
- Zandinava, B., Bakhtiari, R. & Vukelic, G. (2022). Failure analysis of a gas transport pipe made of API 5L X60 steel. *Engineering Failure Analysis*, 131, 105881. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105881>
- Zhao, J., Li, J., Bai, Y., Zhou, W., Zhang, Y., & Wei, J. (2024). Research on leakage detection technology of natural gas pipeline based on modified Gaussian plume model and Markov chain Monte Carlo method. *Process Safety and Environmental Protection*, 182, 314-326.